
Институт
компьютерных
исследований

PHYSICAL PRINCIPLES OF OIL PRODUCTION

By MORRIS MUSKAT, Ph. D

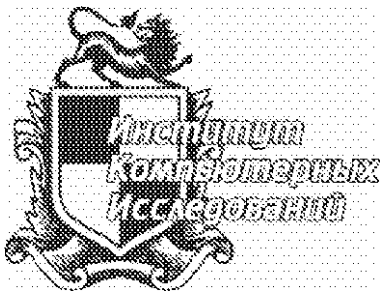
First Edition

NEW YORK TORONTO LONDON
McGRAW-HILL BOOK COMPANY, INC
1949

М. Маскет

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Сокращенный и переработанный перевод с английского М. А. Геймана



Москва ♦ Ижевск

2004

УДК 622

Маскет М.
Физические основы технологии добычи нефти. — Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2004, 606 стр.

В книге излагаются физические основы технологии добычи нефти, а также разработки нефтяных и газоконденсатных месторождений. Особое внимание отведено фазовому состоянию углеводородных жидкостей в пластовых условиях и физическим параметрам подземного нефтяного резервуара. Рассматриваются фазовые проницаемости и работа нефтяного пласта в условиях различных режимов; теория нефтеотдачи в естественных условиях в процессе снижения давления в пласте, а также при нагнетании в него газа и воды. Освещается современное состояние в США вопроса расстановки скважин для месторождений с различным режимом работы.

Книга рассчитана на инженеров нефтепромыслов, промысловых геологов, физиков нефтяного пласта, специалистов в области подземной гидравлики, научных работников нефтяных исследовательских институтов.

Репринтное издание (оригинальное издание: М.Л.: Гостоптехиздат, 1953 г.).

ISBN 5939722938

© Институт компьютерных исследований, 2004

http://rcd.ru

Маскет Морис

ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Редактор И. М. Муравьев
Ведущий редактор П. Р. Ершов
Технический редактор А. В. Трофимов

Подписано в печать 02.02.04. Формат $84 \times 108^{1}/_{32}$.
Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Бумага офсетная №1.
Усл. печ. л. 35,22. Уч. изд. л. 35,71. Заказ №
Институт компьютерных исследований,
426034, г. Ижевск, ул. Университетская, 1.
Лицензия на издательскую деятельность ЛУ №084 от 03.04.00.
http://rcd.ru E-mail: borisov@rcd.ru

ГЛАВА 1

ВВЕДЕНИЕ

1.1. Предмет книги. За всю историю развития нефтяной промышленности до 1 января 1950 г. во всем мире было добыто около 9 млрд. тонн нефти. Подсчитано, что мировые запасы нефти, возможные к извлечению на известных нефтяных месторождениях, составляют в настоящее время около 1,3 количества уже добытой нефти. За последнее десятилетие общие запасы нефти в мире возросли за счет открытия новых нефтеносных областей, однако рост потребления нефтепродуктов растет еще быстрее и поэтому вопрос о полноте извлечения нефти из недр стал основной задачей нефтяной технологии. Самые умеренные подсчеты, сделанные исследователями различных стран для выявления среднего количества нефти, которое остается в недрах нефтяных месторождений, достигших экономического предела эксплуатации и потому заброшенных, показывают, что объем остаточной нефти равен по крайней мере объему нефти, извлеченной на поверхность. Если разработка уже известных нефтяных месторождений в будущем будет протекать с таким же результатом, то после того, как все месторождения нефти в мире будут разработаны и заброшены, в них останется около 20 млрд. тонн нефти, рассеянных по всем пластам и горизонтам. Однако эта величина не включает тех неисчислимых миллионов тонн нефти, которые находятся в горизонтах, обнаруживших только «признаки» содержания нефти при разведке и исключенных из разработки, как не имеющих промышленной ценности.

Дать аналитическое объяснение указанному явлению в настоящее время не представляется возможным. Однако неправильно будет сделать вывод, что существующие способы добычи нефти являются в основе своей расточительными и малоэффективными. Исследование и изучение физических основ, на которых покоится современная технология добычи нефти, дает понимание и объяснение характерным естественным явлениям, сопутствующим разработке нефтяных месторождений. Останется ли и в дальнейшем отношение количества остаточной нефти, недоступной к извлечению из недр, к количеству добываемой таким же вы-

соким, что и ныне,— неизвестно. Анализ физических законов и факторов, влияющих на это соотношение, дает указание на путь, по которому оно может изменяться в благоприятную сторону в будущем. Следует ли рассматривать миллионы тонн остаточной нефти в недрах утерянными безвозвратно и невознаградимо? На этот вопрос в настоящее время нельзя получить ни положительного, ни отрицательного ответа.

Тщательное изучение механизма течения жидкостей в нефтесодержащих породах в известной степени обеспечивает получение достаточно определенных данных о величине отбора, который можно успешно осуществить при извлечении остаточной нефти из недр, а также тех факторов, которые влияют на изменение этой величины.

Следует уяснить, что явления, происходящие в каком-либо нефтяном подземном резервуаре (залежи), не имеют никакого практического значения до тех пор, пока месторождение нефти не поступит в разработку. Для этого геолог или геофизик должен раньше установить возможное местонахождение будущего нефтяного месторождения, бурильщик и специалист по глинистым растворам должны успешно пробурить скважины и вскрыть нефтяной горизонт, инженер-технолог по добыче нефти — преодолеть множество трудностей, связанных с извлечением нефти на поверхность, специалист-нефтепереработчик — переработать нефть на технические продукты, инженеры-транспортники — обеспечить эффективное распределение нефтепродуктов к месту их потребления и т. д.

1.2. Нефтяные подземные резервуары. Нефть[1] добывается из скважин, пробуренных на пористые горные породы, залегающие в недрах земли. Группа скважин, дренирующих подземное скопление нефти или нефтяную залежь и расположенных на определенной площади, ограничивающей сетку этих скважин, составляет нефтяной промысел. Объем горной породы, где скопилась нефть и откуда она извлекается на поверхность, носит название «нефтяного подземного резервуара».

Благодаря тому, что коллекторы нефтяных резервуаров залегают глубоко под землей, заключенные в них жидкости подвержены повышенным давлениям и температуре, соответствующим глубине залегания пластов.

---

[1] Термин «нефть» применяется для определения общего класса более тяжелых углеводородов, которые обычно представлены на дневной поверхности жидкой фазой и обладают темнозеленым или коричневым цветом. Практически следует сделать различие между так называемой «сырой» или «черной» нефтью, являющейся в пределах подземного резервуара также жидкостью, и «конденсатом», который при начальном пластовом давлении и температуре представлен в недрах паровой фазой, а на поверхности дает жидкость соломенно-желтого цвета или даже бесцветную Конденсатная нефть обычно добывается из так называемых дестиллатных месторождений или конденсатных подземных резервуаров.

Значения пластовых давлений и температур ко времени вскрытия [1] залежи бурением являются важными физическими показателями, влияющими на состояние и свойства пластовых жидкостей. Пластовая температура связана с геотермическим градиентом и географическим местоположением месторождения. Среднее значение геотермического градиента составляет приблизительно 1° С при углублении от земной поверхности на каждые 33 *м* по отношению к средней годовой температуре в данной местности. Были обнаружены многочисленные отклонения пластовых температур в ту и другую сторону [2] по сравнению со значениями, которые были указаны заранее, исходя из средних величин геотермического градиента.

Начальные пластовые давления обычно изменяются линейно с глубиной залегания подземного резервуара и находятся как бы в равновесии с гидростатическим напором столба воды соответствующей высоты. Пластовые давления изменяются с глубиной резервуара приблизительно на гидравлический градиент, составляющий от 9,7 до 12,4 *ат* на каждые 100 *м* глубины, в зависимости от солености и плотности эквивалентного столба воды данного пласта. Однако в природе нередко имеются отклонения от этого правила. Кое-где встречаются ненормально высокие или заниженные начальные пластовые давления по отношению к ожидаемым значениям гидростатических напоров [3]. В настоящее время окончательно признано, что определение начальных пластовых давлений и температур должно производиться из фактических замеров в каждом нефтяном резервуаре в отдельности, а не на основании подсчетов и опытных поправок. Даже отклонения в величине пластовых параметров, которые получаются из проведенных замеров, могут иметь важное значение для последующего изучения поведения резервуара.

Понятие «нефтяной резервуар» налагает условие, что рассматриваемая геологическая структура является нефтесодержащим коллектором, откуда нефть можно извлечь на поверхность.

---

[1] Обычно считают, что температура нефтяного резервуара остается постоянной в течение всей эксплуатационной жизни месторождения. Пластовое же давление является переменной величиной, зависящей от степени истощения первоначального содержимого коллектора. Более точное соотношение между давлением и содержанием жидкости в пласте характерно для каждого резервуара в отдельности и зависит от природы действующих сил в последнем.

[2] Исключительно высокие температуры в пластах встречаются сравнительно редко, но ненормально низкие температуры встречаются чаще.

[3] В скважинах на побережье Мексиканского залива наблюдалось много случаев ненормально высоких пластовых давлений.

Завышенные пластовые давления наблюдались в зоне D-7 месторождения Вентура Авеню, Калифорния, которая имела начальное пластовое давление 564,6 *ат* на глубине 2760 *м*. Резко заниженные давления в подземных резервуарах были встречены в Канзасе и в некоторых нефтяных месторождениях Западного Тексаса.

Сама же нефтяная фаза [1] не определяет в общем случае исключительного заполнения порового пространства коллектора углеводородной жидкостью.

Все образцы нефтеносных коллекторов, извлеченные на поверхность до разработки месторождения и подвергнутые анализу, показали содержание некоторого количества воды в жидкости, полученной из керна, и, очевидно, присущей породе коллектора. Количество этой воды, обычно называемой «погребенной» или «связанной», составляет от 2 до 50% порового пространства нефтяных коллекторов. Погребенную воду можно рассматривать как связанную повсеместно с самой нефтью [2]. Кроме того, все продуктивные нефтяные подземные резервуары содержат в нефти газ в растворенном состоянии. Во многих резервуарах общее содержание газа превышает то количество, которое можно удержать в равновесном растворенном состоянии при начальном пластовом давлении и температуре; излишнее количество газа обычно залегает над нефтенасыщенной зоной пласта и образует «газовую шапку» [3]. Таким образом, общее содержимое нефтяного резервуара первоначально являет собой комплекс по крайней мере двух, а чаще всего трех фаз: нефти, воды и газа.

Все эти три фазы должны рассматриваться как составные части одной и той же системы. Благодаря постоянному взаимодействию воды, нефти и газа в системе подземного резервуара и реакции их по отношению ко всякому поступлению аналогичных жидкостей извне создается присущая разрабатываемым нефтяным резервуарам комплексность. Изучение этого комплекса и его закономерностей составляет предмет науки о технологии нефтедобычи.

1.3. Характеристика нефтеносных пород. Здесь не рассматриваются геохимические вопросы, относящиеся к происхождению нефти; не затрагивается также и проблема миграции и аккумуляции нефти, продолжающая оставаться противоречивой. Рас-

---

[1] В конденсатных подземных резервуарах углеводородное содержимое порового пространства первоначально находится, как правило, в паровой фазе, извлекаемой на дневную поверхность при эксплуатации в виде газа и жидкого нефтяного конденсата.

[2] Когда скопления нефти заключены в естественных трещинах или кавернах, то, возможно, могут встретиться и исключения из этого правила.

[3] При всех аналитических обработках физических явлений в нефтяном резервуаре принимается, что, за исключением переходной зоны между областью нефтенасыщения и газовой шапкой в пласте, не существует фазы свободного газа, первоначально распределенной в основной массе нефти, находящейся в разрабатываемой части резервуара. При условии полного термодинамического равновесия следует ожидать выделения и накопления свободного газа в виде непрерывной фазы. Повидимому, принятое допущение не имеет доказательства, могущего его опровергнуть. Существование «положительного» доказательства полноценности этого допущения остается под вопросом.

смотрению подлежат песчаники, известняки и доломиты, которые образуют нефтеносные коллекторы — резервуары.

Эти породы являются осадочными [1]. Они состоят из механических или химических отложений твердых материалов или просто из остатков животной или растительной жизни. Для того чтобы осадочные породы могли служить нефтяными коллекторами, они должны обладать промежутками между твердыми частицами или пустотами, где может скопиться нефть. Объем породы, который является свободным для вмещения в нее жидкости, определяется величиной ее пористости.

Пористые осадочные породы представляют собой промежуточную стадию в комплексе последовательного цикла осадкообразования: отложение, окаменение, метаморфизм и выветривание или разрушение. За исключением несцементированных песков, которые образуют некоторые из подземных нефтяных резервуаров побережья Залива в США, Калифорнии, района озера Маракаибо в Западной Венецуэле и т. д., все остальные нефтяные коллекторы представлены сцементированными разностями, образовавшимися в процессе окаменения. Если только эти породы не подверглись преждевременному выветриванию, в конечном итоге они проходят полный метаморфизм и их не следует далее рассматривать как осадочные образования, ибо они полностью кристаллизуются и теряют свою пористость. В частности, сланцы превращаются в шифер, известняки — в мрамор, чистые песчаники становятся кварцитами, а мергели и глинистые песчаники превращаются в слоистые кристаллические сланцы и гнейсы.

Породы, образующиеся в результате механического отложения, состоят из обломочных осадков и содержат гравий, песчаник, мергель, глину и т. д. Они представляют собой гранулярные скопления, состоящие из обломков эрозии более старых и более мощных горных пород. Глины и мергели, являющиеся осадочными отложениями из очень тонкого обломочного материала, не имеют промышленной ценности как нефтяные коллекторы, несмотря на то, что они часто насыщены нефтью и составляют около 80% всех осадочных горных пород земной коры. Объясняется это следующим: свежий ил и отложения глины могут обладать пористостью, достигающей 85%, а поверхностные глины часто имеют пористость в пределах 40—45%, но они весьма чувствительны к сжимающему действию залегающих сверху пород. В результате усадки эти материалы на значительных глубинах теряют большую часть своей пористости, а отсюда — свою эффективную емкость для удержания углеводородных жидкостей. Из опыта было найдено, что пористость глин уменьшается экспоненциально с глубиной залегания. Кроме того,

---

[1] Следует заметить, что все нефтесодержащие породы фактически являются осадочными, однако не все осадочные образования содержат нефть. Кроме того, только 5% всей литосферы представлено осадочными породами.

благодаря очень малым размерам первоначальных зерен, образующих глины или мергели, промежуточные отверстия пор, оставшиеся после усадки от сжатия, настолько ничтожны, что если жидкости и останутся в порах, они будут иметь крайне малую подвижность. Вследствие этого жидкости из глин почти не текут в открытые стволы скважин.

В противоположность глинам и мергелям пески, песчаники и песчанистые глины, отложившиеся под водой, состоят из значительно более крупных обломков или зерен; кроме того, они слегка сжаты и уплотнены массой налегающей сверху воды. Так, типичный нефтеносный песок отложится под водой, сохранив пористость порядка 35—40%. Приложение уплотняющего давления уменьшит значение пористости весьма незначительно, порядка нескольких процентов, если только не превзойдено разрушающее напряжение песчаных зерен или цементирующего материала. Разница в пористости между песчаниками на больших глубинах и произвольно выбранной набивкой составляющих этот песчаник зерен песка, когда он извлечен на поверхность, всецело обязана присутствию цементирующего материала, например, гипса, кальцита, лимонита, гематита или кварца, отложившихся в первоначальных порах среды циркулирующими водами. Количество цементирующего вещества и связанное с ним уменьшение пористости будут зависеть в основном от геологической истории отложения.

Песчаники составляют около 15% всех осадочных компонентов литосферы. Песчаники, которые образуют нефтяные подземные резервуары промышленной ценности, обычно имеют пористость в пределах от 10 до 35%.

Практически все песчаники обладают плоскостями напластования (слоистостью). Последние являются следствием сортировки зернистого материала в процессе его переноса и отложения. Отложение обломочного материала в одном и том же направлении может привести к неоднородности транспортируемой массы горной породы в результате неодинаковой подъемной силы воды. Поэтому чередующиеся осадки обычно разделены между собой полосами глины, мергеля или слюдами.

Помимо самого цементирующего или связывающего материала песчаники могут различаться между собой по количеству и природе твердого вещества, присутствующего в порах, образованных зернами песчаной структуры. Некоторые из мощных нефтеносных песчаниковых образований, например, пласт Вилькокс в Оклахоме или Вудбайн в Тексасе, представлены «чистыми песками», где поровое пространство в основном свободно от твердых цементирующих материалов. Однако в некоторых нефтедобывающих районах, например, в Калифорнии и Северо-западной Пенсильвании, большая часть нефтеносных коллекторов является в той или иной степени заиленной. В этих песках поровое пространство частично заполнено аргиллитами, илом, лигнитом или бентонитовым материалом. Присутствие

твердого вещества в порах не только снижает открытую пористость коллектора и его нефтеемкость, но и значительно ухудшает пропускную способность пористой среды для перемещения в ней жидкостей.

Природные песчаники имеют более сложную структуру по сравнению с фиктивным грунтом, который обычно рассматривают как укладку шаров одинакового диаметра. Зерна неодинаковых размеров, из которых состоят песчаники, обычно удерживаются вместе агломератной массой из цементирующего вещества, состоящего обычно из тонкозернистых частичек. Междузерновое сводообразование приводит часто к местным высоким значениям общей пористости. Отклонение частиц от идеальной сферы одинакового размера дает обычно снижение пористости. Порода в целом содержит скорее непрерывно изменяющуюся размерность пор и форму частиц, но не резко оформленную геометрию. Среднее значение диаметра зерен, встречающихся в нефтеносных песчаниках, обычно лежит в пределах 0,005—0,05 *см*, а исчисленный средний диаметр пор составляет величину порядка $^1/_5$ указанных цифр.

Известняки являются отложениями, выпавшими по всей вероятности из растворов. Эти растворы, хотя и не всегда, образовались из морских вод. Часто известняки представляют собой остатки органического вещества или же являются отложениями углекислого кальция, включающего морские организмы. Некоторые известковые породы состоят из «оолитовой» (ячейкообразной) массы округленных зерен; иногда же соли углекислого кальция хранят в себе остатки раковин. Известковые породы составляют около 5% осадочных пород, находящихся в литосфере. Пористость многих известковых пород образовалась в процессе растворения. Такая «вторичная пористость» обычно создается на поверхностях эрозии, где порода подвергается выветриванию и размыву циркулирующими водами.

«Первичная» пористость в известняках обязана их расчленению, разломам и трещинам карбонатной массы. Эта пористость образовалась в основном в результате напряжений, возникших в процессе геологических перемещений земной коры, и со временем увеличивается вследствие растворения известняков подземными водами. Когда в известковых породах кальций частично замещается магнием, образуются доломиты. В результате катионного замещения, если только оно произошло после процесса окаменения карбонатов, может образоваться кристаллическая усадка до 12%, что дает начало разломам и усадочным трещинам в доломитизированной породе.

Движения земной коры также приводят к появлению трещиноватости в доломитах. Местная пористость доломитизации появилась, очевидно, в результате излишка растворения породы подземными водами, помимо осаждения твердого вещества из раствора.

Оолитовые известняки имеют часто пористую структуру аналогично песчаникам. Однако пористость известняков, образованная пустотами растворения, трещинами и разломами, принадлежит совершенно к особому типу. Вследствие этого она может резко изменяться по своим местным признакам. В некоторых известняковых коллекторах поровое пространство состоит из каверн, образовавшихся после растворения извести в воде. В других случаях оно сосредоточивается в трещинах разлома или же в слоях породы, непосредственно примыкающих к трещинам. Основная масса известняка между трещинами разлома может иметь пористость 3—5%. В таких известняках «промежуточного» типа на основную межзерновую структуру порового пространства налагается независимая система пустот, трещин, разломов, полостей растворения, которая достаточно широко распространена и которая определяет собой основные физические свойства породы — пористость и пропускную способность для жидкости. Это обстоятельство следует запомнить при объяснении поведения известняковых подземных резервуаров.

Большая часть нефтяных подземных резервуаров дает нефть из песчаников, известняков или доломитов. Остальные типы горных пород представляют собой промышленную ценность как коллекторы нефти только случайно. Так, например, месторождение Литтон Спрингс, Техас, дает нефть из пористого и трещиноватого серпентина. В месторождении Панхендл, Техас, нефть была найдена в размытом граните, базальном конгломерате, образованном благодаря выветриванию залегающего ниже гранитного фундамента. В месторождениях Флоренс, Колорадо, Солт-Крик, Уайоминг и Касмалия, Калифорния, небольшая добыча нефти была получена из трещиноватых глинистых сланцев. Основные изверженные породы образуют часть подземного нефтяного резервуара в месторождении Фэрбро, Мексика. В некоторых нефтяных месторождениях Канзаса и Оклахомы нефть добывается из пористой окремнелой брекчии.

1.4. Границы нефтяных подземных резервуаров. Выше были рассмотрены типы отдельных текстур горных пород, входящих в состав нефтяных коллекторов и сообщающих им местную нефтеемкость. При этом подразумевалось, что перечисленные осадочные образования в известной степени обладают пропускной способностью для жидкости, т. е. проницаемостью. Вполне очевидно, что породы, которые образуют или могут образовать нефтяной подземный резервуар, должны обладать двумя показателями: пористостью и проницаемостью. Однако нефтяной резервуар является более широким понятием, чем горная порода, обладающая только свойством накопить и отдать содержащуюся в ней нефть.

Нефтяной резервуар состоит из пористой и проницаемой породы, которая непременно содержит нефть. Чтобы иметь промышленную ценность, он должен содержать, разумеется, доста-

точно большой запас извлекаемой нефти для оправдания затрат на бурение и эксплуатацию хотя бы одной скважины, из которой можно было бы получить нефть. Однако размер резервуара не является показателем, непосредственно связанным с описанием его как физической системы.

Нефтяные подземные резервуары должны были быть когда-то вместилищем скопления нефти из первичных источников и обладать способностью удерживать и пропускать через себя жидкости. Они должны обладать также свойствами «ловушек», чтобы предохранить углеводородную жидкость, однажды поступившую в нефтяной коллектор или же в нем образовавшуюся, от исчезновения или улетучивания. В противном случае нефтяные коллекторы не сохранились бы как нефтяные резервуары. Стремление нефти уйти из коллектора обязано обычно выталкивающей силе, которая возникает в связи с гидростатическим давлением [1]. То же самое относится и к любой фазе свободного газа, который может находиться в подземном резервуаре вместе с нефтью и отделяться от последней, скапливаясь поверх зоны нефтенасыщения. Гравитационное разделение способствует вообще распределению нефти, воды, газа в резервуаре согласно их плотностям. Для предупреждения направленной вверх фильтрации углеводородных жидкостей из нефтеносного коллектора последний должен иметь защитную покрышку из совершенно непроницаемого материала, образующую верхний покров нефтяного резервуара.

В принципе любая из горных пород, непосредственно связанная с нефтеносным коллектором, может служить его защитной покрышкой при условии, что по своей природе она является совершенно непроницаемой для движения жидкостей или же стала таковой вследствие особо сильной цементации или внутрипорового отложения осадков. Так, сильно сцементированные песчаники или же их полностью метаморфизованные аналоги — кварциты — служат в некоторых нефтяных месторождениях защитными покрытиями. Было найдено, что чистые известняки, пласты мела и песчанистые известняки служат защитными перекрытиями для нефтеносных коллекторов. Глины, глинистые сланцы и аргиллитовые породы, например, песчанистые глинистые сланцы или глинистые песчаники и мергели, образуют наиболее широко известные запечатывающие горизонты. Глины обладают пластичностью и могут следовать за движениями земной коры с минимальным количеством разломов и трещин. Тре-

---

[1] В нефтяных подземных резервуарах всегда существует естественное стремление нефти и свободного газа к расширению за пределы отграничивающего их объема по отношению к среднему пластовому давлению, которое удерживает их в сжатом состоянии и препятствует растворенному газу уйти из раствора. Однако это усилие направлено равномерно к внешнему контуру залежи и само по себе не дает начала фильтрации, направленной вверх.

щины разлома в глинистых сланцах сравнительно редки, хотя в исключительном случае глинистые сланцы могут быть разбиты трещинами и служить нефтяными резервуарами.

Следует отметить, что защитные покрышки для нефтяных подземных резервуаров обычно не являются полностью непроницаемыми барьерами для течения жидкости, да в этом и не встречается надобности. В большинстве своем защитные покрышки обычно представлены породами, имеющими очень тонкую зернистость и малый размер пор, заполненных водой.

Проницаемость этих пород может быть очень низка по сравнению с промышленными продуктивными нефтяными коллекторами, но она отлична, строго говоря, от нуля [1]. Механизм, благодаря которому покрышки защищают залегающие в пластах нефть и газ от вертикальной фильтрации, объясняется сопротивлением течению в капилляре на разделе двух фаз, т. е. на контакте между нефтеносным коллектором и перекрывающей породой, насыщенной водой. Это сопротивление определяется «давлением вытеснения». Величина последнего рассчитывается из перепада давления, необходимого, чтобы заставить несмачивающую жидкость войти в пористую среду, насыщенную смачивающей ее жидкостью.

Все породы, связанные с нефтяными подземными резервуарами, предпочтительнее смачиваются водой [2]. В таких породах нефть и газ являются несмачивающими жидкостями. Помимо влияния краевого угла, давление вытеснения прямо пропорционально поверхностному натяжению на разделе двух фаз — между смачивающей и несмачивающей жидкостью — и обратно пропорционально максимальному радиусу пор породы, содержащей смачивающую жидкость. Вследствие крайне малых радиусов пор эффективной защитной покрышки капиллярное давление в них, т. е. «давление вытеснения», может успешно препятствовать поступлению в эту покрышку нефти или газа. Как указывалось раньше, сила, стремящаяся создать такое поступление, в значительной мере обязана «пловучим» свойствам масс

---

[1] Резервуары, рассматриваемые в настоящем разделе, находятся в реальном равновесии с гидростатическим столбом, равным глубине залегания резервуара, и имеют давление, соответствующее этому гидростатическому напору. Если же давление в подземном резервуаре отклоняется от нормы в ту или иную сторону на десятки атмосфер, то нефтеносный коллектор должен быть запечатан со всех сторон породами, эффективная проницаемость которых равна нулю. Однако, если утечке нефти или газа в вертикальном направлении до ввода месторождения в эксплуатацию препятствует только давление вытеснения, то видимое отсутствие реального поступления воды в нижезалегающий нефтяной резервуар, после того как пластовое давление упало в нем вследствие отбора углеводородных жидкостей, налагает условие весьма низкой проницаемости для жидкости в защитной покрышке.

[2] Редким исключением из этого общего правила является, повидимому, песчаник Билькокс в месторождении Оклахома-Сити.

нефти и газа под гидростатическим давлением [1]. Порядок ее величины будет определяться произведением из мощности зоны, насыщенной нефтью или газом, умноженной на разность в плотностях между пластовой водой и углеводородной жидкостью. Лабораторные опыты показывают, что давления вытеснения в таких тонкозернистых породах, из которых сложены обычные перекрывающие защитные породы, превосходят силу «пловучести».

Присутствующие в примыкающей сверху к нефтяному коллектору породе трещины могут иметь такое низкое значение «давления вытеснения», что последнее допустит непосредственное просачивание нефти и газа по трещинам. Однако гидрофильный материал стенок трещин может все же препятствовать широкому распространению нефти или газа в основную массу защитной покрышки. Если же последняя перекрыта в свою очередь другой, плотной, не имеющей трещин породой, то утечка нефти и газа через трещину может быть прекращена за исключением только потерянного объема жидкости, необходимого для пропитки самой трещины. Если нефтяной резервуар практически закрыт для массовой утечки из него жидкости, остается теоретическая возможность потери из него нефти и газа путем диффузии. Если нефтяная или газовая фаза находится в непосредственном контакте с другой жидкостью, возникает градиент концентрации по направлению от первой жидкости к последней, что поведет к молекулярному переносу в направлении низкой концентрации.

Время, истекшее за геологические эпохи, прошедшие с образования нефтяной залежи, — миллионы лет — будет достаточным для активности таких процессов. Однако вследствие низкой растворимости нефти в воде крайне сомнительно, чтобы диффузия нефти подействовала в такой степени, что произошло бы заметное истощение естественного нефтяного резервуара. Все же нельзя обойти молчанием диффузию газа через насыщенные водою пористые горизонты. Явным подтверждением происходящей диффузии являются результаты научно обоснованных геохимических методов разведки на нефть, при которых определяется просачивание углеводородов через всю налегающую толщу пород до дневной поверхности. Не злоупотребляя оценкой этого вида доказательств, следует заметить, что во многих нефтяных месторождениях была встречена нефть, в значительной степени недонасыщенная газом [2]. Такие наблюдения косвенно указывают на

---

[1] Капиллярные силы на разделе двух фаз — воды и нефти — уравновешивают силу «пловучести» в пределах самой зоны нефтенасыщения. Тем не менее эта сила пловучести воздействует на залегающую поверх нефтяного коллектора защитную среду, если последняя полностью насыщена водой.

[2] Во многих нефтяных месторождениях штата Канзас с нефтью добывается так мало газа, что добытую нефть рассматривают как совершенно «мертвую». В месторождении Смитс Миллс, Кентукки, анализ образцов нефти, взятых с забоя скважины, показал, что содержание растворенного газа в них составляет 0,4 $м^3/т$, хотя давление при взятии образцов было 58 *ат*.

потерю первоначально содержавшегося в нефти газа путем диффузии. Однако они не могут явно подтвердить принятой гипотезы о существовании диффузии, пока не известно, был ли подземный резервуар полностью насыщен газом ко времени первоначального нефтенакопления и что в период, последующий за накоплением, резервуар не подвергся более глубокому захоронению.

Во многих подземных резервуарах были встречены скопления свободного газа, залегавшие над зоной нефтенасыщения к моменту ее вскрытия. В таких резервуарах потери от диффузии должны были, очевидно, иметь весьма ограниченное значение. Вполне понятно, что, пока не будут собраны более полные сведения по этому вопросу, можно рассматривать потерю газа из резервуара путем направленной вверх диффузии как определенно возможную в целом и, быть может, вероятную в отдельных случаях. Однако с точки зрения поведения резервуара в процессе разработки не имеет большого значения, какое количество газа было утеряно из него со времени образования нефтяной залежи. Для интерпретации и проектирования будущего режима работы резервуара достаточно знать содержание в нем свободного и растворенного газа ко времени открытия месторождения и при его эксплуатации.

1.5. Классификация нефтяных резервуаров по структурному признаку. Классификация нефтяных резервуаров является весьма произвольной. До сих пор нет единой системы, которая могла бы соединить все воззрения, относящиеся к процессу их разработки, окончательному физическому состоянию и поведению в процессе разработки.

Главной целью настоящей работы является обеспечить знание основ — физических принципов и методов для интерпретации и проектирования будущего поведения резервуара по геолого-промысловым данным. Разнообразие возможных условий образования нефтяных резервуаров и структур служит основой для следующей их классификации:

а) резервуары, закрытые местной деформацией слоев;

б) резервуары, закрытые породами с изменившейся проницаемостью;

в) резервуары, закрытые комплексом из складчатости, при отсутствии соответствующей проницаемости;

г) резервуары, закрытые комплексом из сбросов, при отсутствии соответствующей проницаемости.

Наиболее обычный тип структур подземного нефтяного резервуара относится к подклассу «а», где местная деформация представлена простым складкообразованием в замкнутые антиклинали или купола.

Резервуары, которые образованы изменившейся проницаемостью породы, встречаются в большом разнообразии форм. Они составляют класс так называемых «стратиграфических»

залежей нефти, получивших широкую известность за последние годы.

В природе встречаются нефтяные месторождения, приуроченные в целом к куполовидным поднятиям, но сам подземный резервуар представлен в них отдельными песчаными линзами. В известковых отложениях встречаются иногда линзообразные или шнурковые залежи нефти. Очень редкое явление представляют собой подземные нефтяные резервуары в проницаемых участках интрузий изверженных пород. Следует заметить, что в изверженных породах насчитывается ограниченное число нефтяных резервуаров, но в глинистых сланцах встречаются иногда трещины и пустоты, заполненные нефтью, а в известковых резервуарах это явление имеет место довольно часто.

Подземные резервуары типа стратиграфических залежей часто изолированы перекрышей из относительно непроницаемых пород, запечатывающих со всех сторон нефтеносный горизонт. В некоторых случаях нефтяной пласт изолирован и закрыт битумом или иными высоковязкими углеводородами, залегающими в том же пласте.

Стратиграфические залежи, являющиеся нефтяными подземными резервуарами, могут иметь и иную геометрическую форму. Ряд нефтяных месторождений характеризуется комбинацией различных типов запечатывания нефтяных пластов.

Следует заметить, что группа эксплуатационных скважин, размещенная на площади нефтяного промысла, свидетельствует об очевидном наличии под этой площадью нефтяного резервуара. Однако последний может явиться только одним из серии отдельных резервуаров, расположенных на различных глубинах от поверхности в пределах той же промысловой площади. Так, например, в Восточной Венецуэле расположено месторождение Официна, занимающее площадь 4280 *га* и имеющее около 85 отдельных эксплуатационных нефтяных и газовых резервуаров, большинство которых залегает на глубине от 1200 до 1850 *м*. Вблизи Восточной Гуаты на промысловой площади в 560 *га* имеются 40 отдельных стратиграфических горизонтов и резервуаров, залегающих на глубине 1270—2100 *м*.

Отсюда следует сделать вывод, что при рассмотрении многопластового месторождения, состоящего из нескольких подземных резервуаров, режим эксплуатации и процесс разработки должен быть связан с каждым резервуаром в отдельности. Подземные нефтяные резервуары являются отдельными нефтяными коллекторами, между собой не связанными, хотя их и можно соединить стволом скважины при совместной разработке нескольких горизонтов для общего отбора нефти на поверхность. Эту раздельность нефтяных резервуаров могут создать слои глин или иных непродуктивных отложений, которые в основном не проницаемы к перемещению жидкости в большом масштабе по вертикали. Однако различные на первый взгляд резервуары часто

окаймляются общими или сливающимися вместе водоносными горизонтами. По существу это положение способствует взаимодействию, если только не прямой связи, между отдельными нефтяными резервуарами. Все же для практических целей такие резервуары следует рассматривать как совершенно раздельные, особенно когда порода коллекторов и содержащаяся в них жидкость различны между собой.

1.6. Технология добычи нефти из подземного резервуара. Область, рассматриваемая в настоящей работе, относится в нефтепромысловом деле к так называемой «технологии добычи нефти», хотя все дальнейшее рассмотрение материала ведется в основном с физической точки зрения. Конечной целью развития науки о технологии добычи нефти является получение максимальной эффективности при эксплуатации нефтяных месторождений. Это означает получение максимальной нефтеотдачи при минимальных затратах. Рассмотрение экономических факторов при изучении «физических основ» может показаться ненужным. Однако следует признать, что «физические основы» будут пользоваться очень скромным вниманием со стороны нефтяной промышленности, если только их нельзя будет приложить к реальному нефтяному резервуару, имеющему промышленную ценность. Даже самая малая претензия на реальность уже накладывает условие, что количественные показатели, взятые к рассмотрению, должны находиться в пределах физической действительности и практического значения. Для многих прикладных задач нет надобности уточнять абсолютные величины принятых значений, а можно использовать их соотношения и безразмерные параметры.

Существуют два основных направления в науке о технологии добычи нефти из подземного резервуара, связанные с поставленной выше целевой задачей. Одно состоит в изучении таких параметров и характеристик нефтяных резервуаров и их поведения, которые непосредственно относятся к рассматриваемому резервуару, и тех основных физических процессов, которые в нем могут происходить. Эти параметры находятся вне контроля промыслового инженера. Тем не менее их следует знать и, насколько это возможно, хорошо понимать, чтобы заранее определить, каково будет поведение резервуара в последующем.

В эти параметры входят общая геометрия структуры резервуара, его физические размеры, начальное содержание в нем жидкостей и их распределение, пористость и проницаемость породы коллектора, соотношение насыщения и проницаемости, состав нефти, природа газа в растворе, пластовая температура, начальное пластовое давление, давление насыщения нефти газом, характеристика подстилающих водоносных горизонтов, если таковые существуют, а также постоянство или изменчивость продуктивного горизонта в пределах подземного резервуара. Все эти параметры определяют собой начальные условия и свойства,

характеризующие рассматриваемый резервуар. Значения их необходимо установить с возможно большей точностью.

Можно рассматривать эти данные как благоприятные или неблагоприятные, но на них следует смотреть только как на природные.

Указанные свойства резервуара определяют его потенциальные возможности как нефтеносной системы. Однако перед промысловым технологом стоят еще большие задачи по созданию программы разработки залежи. Эта программа включает: количество скважин и их размещение, способ вскрытия нефтяного пласта, установление величины отбора отдельно для каждой скважины и для всего резервуара в целом и т. д. После того, как в самом начале разработки была установлена предварительная программа работ, объектом контроля со стороны технолога являются изменения, вносимые в эту программу в зависимости от работы нефтяного промысла в целом. Необходимость закачки воды или газа в пласт и осуществление этих работ по поддержанию давления выявляются и проектируются, исходя из данных о подземном резервуаре и промысловых наблюдений. Целесообразность обратной закачки газа в конденсатном месторождении зависит также от решения технолога.

Повидимому, в настоящее время можно намечать и проводить разработку большинства нефтяных резервуаров, не прибегая к вторичным методам добычи нефти. Однако существует большое количество истощенных резервуаров, которые были недостаточно разработаны, где можно эффективно применить вторичную эксплуатацию. Чтобы добиться высокой эффективности при проведении последних работ, требуется их выполнение на основе технически разработанных проектов.

Отсюда следует, что для практического приложения технологии добычи нефти имеется большое поле деятельности, если даже основные характеристики резервуара нам известны заранее. Так как эти «начальные условия» изменяются в очень широких пределах, то приложение физических основ поведения резервуара нельзя выразить общим процедурным правилом, которое следует безоговорочно относить к любому резервуару. Обязанность промысловика-технолога заключается в оценке большого количества отдельных факторов, характеризующих рассматриваемый резервуар, и в определении их объединенного влияния на изменение работы резервуара.

Практика разработки, испытанная в одном месторождении и использованная в другом, может привести к совершенно неоправданным действиям, несмотря на внешнюю схожесть месторождений. Нефтяные подземные резервуары являются объектом индивидуального изучения и анализа, на основе которого их следует разрабатывать и эксплуатировать, чтобы получить максимальную отдачу, связанную с их индивидуальными физическими свойствами.

ГЛАВА 2

ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА И ПОВЕДЕНИЕ НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВЫХ ЖИДКОСТЕЙ

При рассмотрении динамики нефтедобычи вполне достаточно принимать пластовые жидкости простыми однородными газами или жидкостями. Однако более глубокое рассмотрение вопросов технологии нефтедобычи требует и более тщательного изучения термодинамических свойств этих жидкостей. Так, например, соотношение объем — давление для газовой и жидкой фазы необходимо учитывать при подсчете начальных запасов нефти обычного подземного нефтяного резервуара и при проектировании последующих процессов ее извлечения. Для ясного представления о работе конденсатных месторождений, которые встречаются все чаще с ростом глубин бурения, надо обязательно знать условия физического равновесия в поведении углеводородных систем.

В настоящей главе рассматриваются физические свойства нефти и газа как статических углеводородных систем в термодинамическом равновесии вне связи с течением их в пористом резервуаре к эксплуатационным скважинам. К сожалению, это рассмотрение будет в значительной своей части эмпирическим. Последнее обстоятельство вытекает из большой сложности проблемы и отсутствия единой теоретической сопоставимости между свойствами различных смесей углеводородов. Хотя здесь дается развернутый обзор опытных наблюдений над системами углеводородов, приводимые данные не следует рассматривать как справочник. Большая часть их обладает чисто иллюстративным значением и не может иметь непосредственного практического приложения к вопросам добычи нефти. Но так как предмет настоящего исследования так или иначе связан со смесями нефтяных углеводородов, — следует разобраться в их физико-химических свойствах, хотя при современном уровне науки о технологии нефтедобычи вполне достаточно охарактеризовать фазы содержимого нефтяных пластов общими параметрами и эмпирически установленными зависимостями.

2.1. Однокомпонентные системы. Так как в дальнейшем речь идет в основном о физическом взаимодействии и преобразованиях, происходящих между газовой и жидкой фазами нефтяных

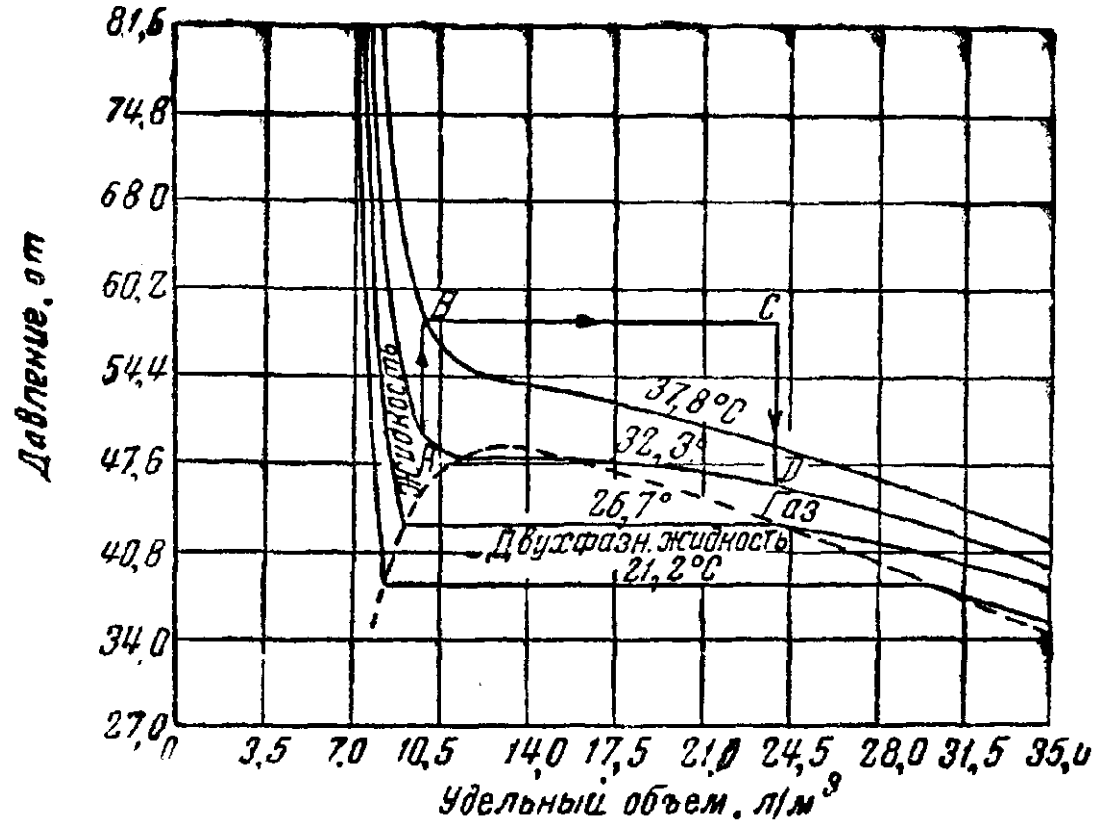
углеводородных систем, уместно ограничиться рассмотрением обычных рядов углеводородов. Это будут парафины или цепи предельных углеводородов состава C_nH_{2n+2}; нафтены или предельные циклические углеводороды состава C_nH_{2n}; олефины или цепи непредельных углеводородов также состава C_nH_{2n}; ароматические или бензольные, состоящие из непредельных циклических углеводородов C_nH_n. Остальные составляющие могут быть представлены: полиметиленом $(C_nH_{2n})_x$, ацетиленом (C_nH_{2n-2}); терпенами C_nH_{2n-4} и т. д. Природный газ, связанный с нефтью, в основном состоит из первых шести членов парафинового ряда. Кроме того, в нем могут присутствовать небольшие количества серосодержащих компонентов, обычно сероводорода, встречающегося в ряде районов, водяных паров и как сравнительно редкое явление — большие концентрации углекислоты или азота. Низкомолекулярные летучие углеводороды остальных рядов являются относительно нестойкими, а высокомолекулярные компоненты имеют настолько малую упругость паров, что очень трудно обнаружить присутствие их в газовой фазе. Низкомолекулярные углеводороды парафинового ряда обычно представлены метаном CH_4, этаном C_2H_6, пропаном C_3H_8, бутаном C_4H_{10}, пентаном C_5H_{12}, гексаном C_6H_{14}, гептаном C_7H_{16} и т. д. Так как перечисленные углеводороды преобладают в газовой фазе, то большая часть термодинамических исследований, связанных с фазовыми изменениями, была проделана с парафиновым рядом. Отсюда весь графический материал в настоящем изложении относится к парафиновым углеводородам. Остальные ряды углеводородов рассматриваются находящимися в «тяжелой фракции» жидкой фазы [1].

Основные эмпирические данные в области термодинамического поведения нефтяных углеводородов показывают, что они подобно всем индивидуальным веществам меняют свой объем в соответствующих интервалах температуры и давления примерно в соответствии с графиками, приведенными на фиг. 1. Как видно из приведенных кривых, если сохранять температуру опыта постоянной, то объем углеводородной смеси сначала быстро уменьшается с повышением давления, затем резко падает без прироста давления для температур ниже 32,28° С и, наконец, очень медленно снижается, если возобновить повышение давления. Эти три отрезка кривых поочередно соответствуют газовой фазе, двухфазной газо-жидкостной области и жидкой фазе. Граничные точки, разделяющие эти области, располагаются на пунктирной кривой. Отрезок кривой вправо от максимума отделяет газовую и двухфазную области и носит название кривой точки конденсации. Когда давление и объем пластовой жидкости лежат на этой кривой, она соответствует газу в состоянии насы-

[1] Сырая нефть обычно состоит из чистых углеводородов, небольших концентраций кислорода, азота, серосодержащих компонентов и неорганических солей, загрязняющих нефть.

щения. Попытка увеличить давление насыщенного газа уменьшением объема приведет к конденсации и выпадению влаги. При дальнейшем уменьшении объема, что происходит без всякого прироста давления, конденсация будет возрастать, пока не исчезнет вся газовая фаза. Точка перехода всей системы в жидкость будет соответствовать «точке парообразования». Кривая, проведенная через различные точки парообразования, представляет собой изменение состояния «насыщенной жидкости».

Крутой подъем отрезка изотермы для жидкости отражает, по-видимому, малую сжимаемость жидкой фазы.

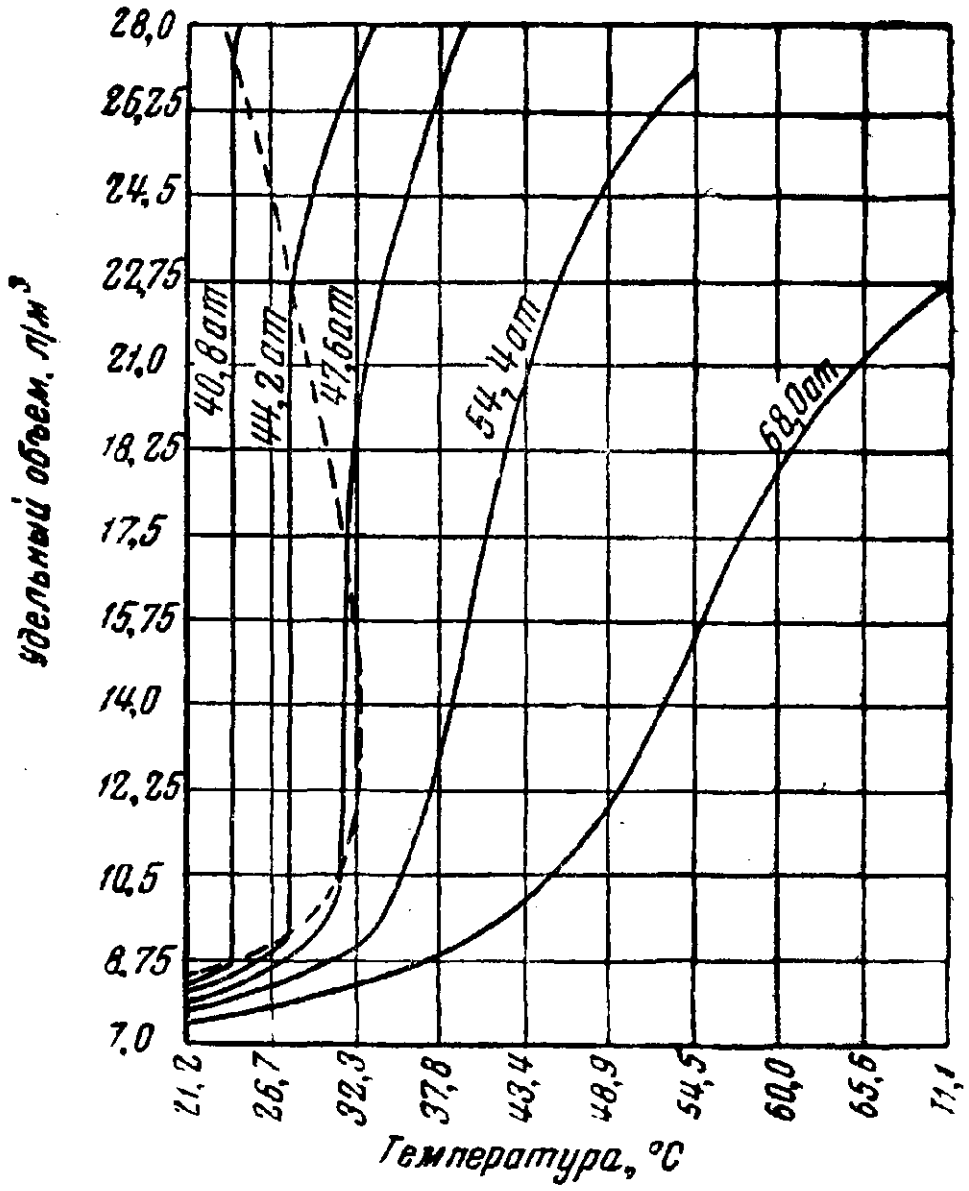


Фиг. 1. Изотермы для этана (температура в °С).

Следует заметить, что прямолинейные отрезки изотермы, соответствующие двухфазной области, уменьшаются в длину с повышением температуры. Это означает, что с ростом температуры объем насыщающего газа уменьшается, в то время как объем насыщенной жидкости возрастает. Наконец, прямолинейный отрезок исчезает, и изотерма только в точке максимума на пунктирной кривой, где сливаются точки конденсации и парообразования, имеет касательную, параллельную оси абсцисс. Эта точка называется «критической точкой» системы, а соответствующая ей температура изотермы — «критической температурой». Последняя является наивысшей температурой, при которой может существовать двухфазная область. Соответствующие критической температуре давление и объем носят название «критического давления» и «критического объема». Принятые определения и характеристика соответствующих изотерм ясно показывают, что для температур выше критической пластовая жидкость будет существовать в единой фазе во всем интервале объемов и давлений. Является ли эта фаза газовой или жидкой — несущественно,

хотя условно и принято считать ее газовой, если объем фазы превосходит критический, и жидкой, если объем ее меньше критического.

Следует заметить, что в критической точке свойства газовой и жидкой фаз становятся одинаковыми, и поверхность раздела между ними исчезает. Действительно, увеличивая при постоянном объеме температуру жидкой фазы сверх критической, а затем, дав объему расшириться и сбросив температуру до первоначального значения, как это показано стрелками *ABCD* на фиг. 1, можно завершить процесс в газовой фазе, не получая заметного разрыва при фазовом изменении. Взаимная связь различных изотерм может быть заменена нанесением на график исходных данных в виде изобар, т. е. кривых постоянного давления. Такая диаграмма для этана приведена на фиг. 2.



Фиг. 2. Изобары для этана.

Физический смысл этих кривых будет очевиден, если представить себе вещество заключенным в сосуд, закрытый движущимся поршнем, подверженным постоянному давлению. Тогда кривые на фиг. 2 покажут, что случится с объемом системы для этана, т. е. для положения поршня, по мере изменения температуры в сосуде. Так, для давлений сверх критического, например 55,5 *ат*, объем системы непрерывно возрастает с одновременным ростом температуры. Хотя небольшой наклон кривых при низких температурах наводит на мысль о связи с жидкой фазой, а быстрое увеличение объема с ростом температуры соответствует наличию газовой фазы, все же этан является однофазной жидкостью на всем температурном интервале. При давлениях ниже критического наклоны кривых не являются уже сплошь непрерывными. Так, например, при давлении 44,2 *ат* объем этана медленно возрастает с увеличением температуры, когда последняя относительно мала. Это типично для поведения жидкой фазы, и, действительно, этан в этой области является жидкостью. При температуре 27,8° С объем этана можно увеличить более чем

в два раза без всякого изменения температуры или давления. Объяснение этому явлению, разумеется, следует искать в испарении жидкой фазы. После того как испарение закончится, рост температуры системы можно возобновить, и он будет сопровождаться быстрым увеличением объема, характерным для газовой фазы, в которую испарилась жидкость. Как и на фиг. 1, кривые фиг. 2, проходящие через точки разрыва непрерывности, будут представлять собой кривые точек конденсации и парообразования и относиться соответственно к насыщенному пару и насыщенной жидкости. В табл. 1 приведены значения критических постоянных для парафиновых углеводородов. Эти константы, быть может, представляют собой наиболее характерные параметры, определяющие термодинамические свойства однокомпонентных систем.

Таблица 1

Критические постоянные для парафиновых углеводородов

Составляющая	Молекулярный вес	Критическая температура, °С	Критическое давление, *ати*	Критический объем, $дм^3/кг$
Метан CH_4	16,04	—82,4	46,75	6,16
Этан C_2H_6	30,07	32,2	49,2	4,93
Пропан C_3H_8	44,09	96,8	42,8	4,42
н-Бутан C_4H_{10}	58,12	153,1	36,7	4,44
Изобутан C_4H_{10}	58,12	134	37,6	4,27
н-Пентан C_5H_{12}	72,15	197,2	33,6	4,31
Изопентан C_5H_{12}	72,15	187,7	33,5	4,27
н-Гексан C_6H_{14}	86,17	234,7	30,1	4,27
н-Гептан C_7H_{16}	100,20	267	27,5	4,14
н-Октан C_8H_{18}	114,22	259,8	25,7	4,31

Табл. 1 показывает, что с увеличением молекулярного веса углеводорода критическая температура возрастает, а критический объем падает (за исключением C_8H_{18}), критическое же давление максимально для C_2H_6. Для высокомолекулярных членов парафинового ряда это значение гораздо меньше и для октана падает почти до половинного значения.

2.2. Коэффициенты сжимаемости чистых углеводородных газов. Режим *PVT* даже однокомпонентной системы, т. е. для индивидуальных чистых углеводородов, следует рассматривать с количественной стороны как экспериментальную задачу. До сих пор еще не получено уравнений, которые воспроизвели бы количественно полученные опытным путем данные на полном интервале физических переменных. Даже в отдельности для газовой или жидкой фазы аналитические уравнения, относящиеся к различным углеводородам, не имеют простой физической взаимосвязи. Несмотря на это, полезно сравнить фактическое поведение углеводородов при фазовых изменениях с так называемыми

«идеальными» системами. Для идеальных газов уравнение состояния может быть написано в виде

$$pv = \frac{RT}{M}, \qquad (1)$$

где v — объем на единицу веса, т. е. удельный сбъем; p — абсолютное давление; T — абсолютная температура; M — молекулярный вес; R — газовая константа на моль.

Уравнение (1) выражает известные законы газового состояния, которые были открыты опытным путем при изучении фактического поведения газов в интервале умеренных давлений и температур. Из кинетической теории газов известно, что уравнение (1) описывает поведение газа, состоящего из отдельных молекул, не имеющих между собой взаимодействия, кроме случаев столкновения. Отсюда реальный газ более всего приближается к идеальной системе при низких давлениях и больших молярных объемах. Это можно подтвердить заранее тем фактом, что гиперболическое изменение изотерм, требуемое уравнением (1), фактически выполняется ближе всего при низких давлениях.

Отклонение истинного поведения системы от сформулированного уравнением (1) удобнее всего получить, нанося на график величину, обычно именуемую «коэффициентом сжимаемости» [1] или «коэффициентом отклонения» для газа, а именно:

$$Z = \frac{pvM}{RT}, \qquad (2)$$

как функцию от p и T. Если уравнение (1) строго выдерживается, то Z должно равняться единице для всех значений p и T. На фиг. 3 приведен типовой график значений Z для p — изотерм этана.

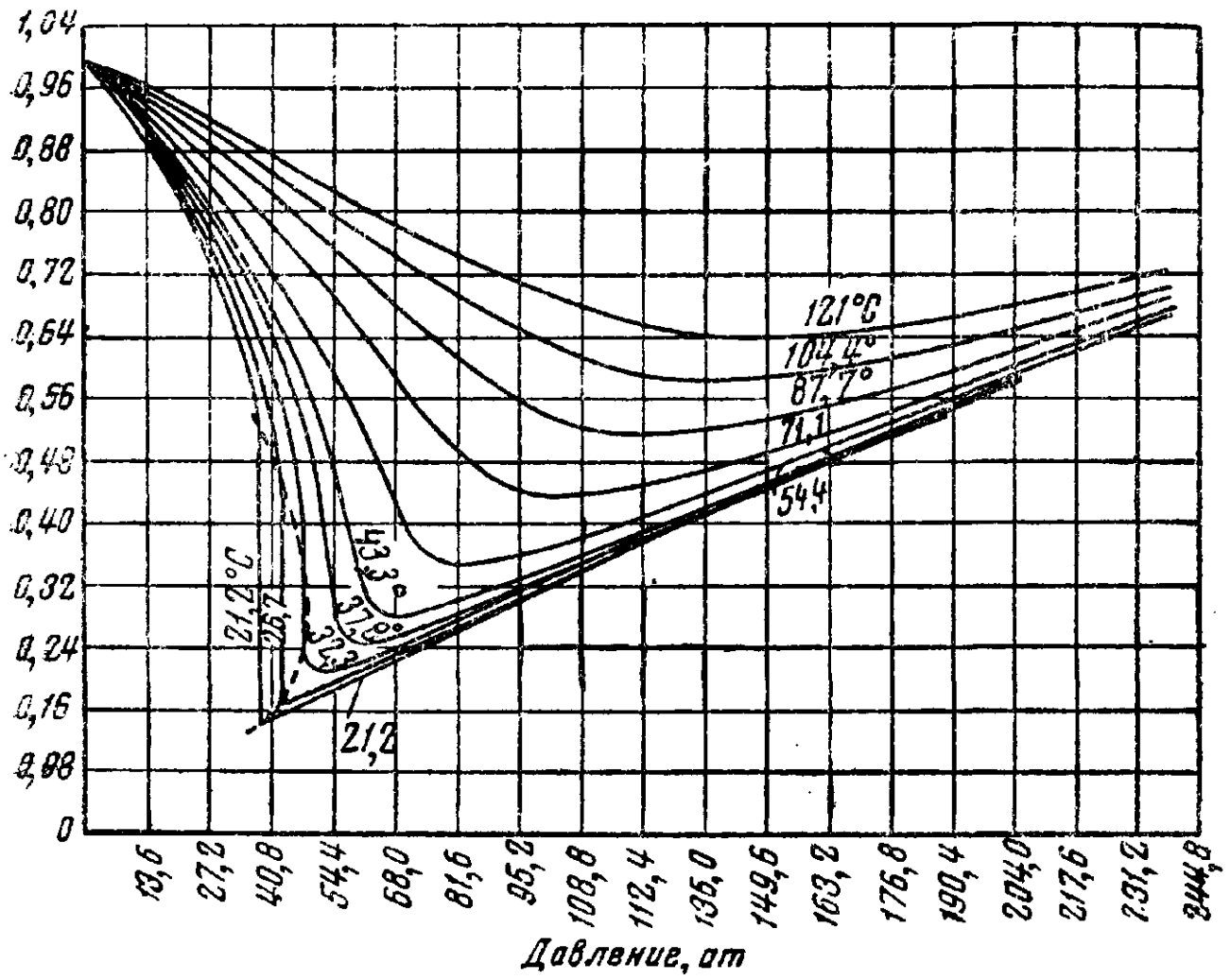
Видно, что значение Z уменьшается от единицы при низких давлениях до минимума, а затем почти линейно возрастает при более высоких давлениях. Приближение кривых к значению ординаты — единица, при исчезающе малых давлениях — означает, что сстояние газа близко к идеальному. Отклонение от идеального поведения ($Z = 1$) с повышением давления быстрее происходит с понижением температуры. Для температур ниже критической графические зависимости круто обрываются по кривой точке конденсации и опускаются вертикально через сбласть конденсации жидкости, пока не будет встречена кривая точек парообразования.

Разумеется, в этой области свойства всей системы так далеки от поведения идеального газа, что принимать идеальную систему за эталон будет весьма искусственно. Однако ввиду того, что поведение системы, характеризующееся разрывом

---

[1] В некоторых случаях Z носит еще наименование «коэффициента сверхсжимаемости».

непрерывности, плавно переходит к непрерывным кривым, как только будет превзойдена критическая температура, оно удовлетворяет всему интервалу характеристик рассматриваемой углеводородной системы. Переходные кривые двухфазных вертикальных отрезков, когда давление в системе становится выше упругости пара, соответствуют жидкой фазе. Они так повторяют собой кривые при давлениях и температурах выше критической точки, что достаточно четко характеризуют разрыв между



Фиг. 3. Коэффициенты сжимаемости Z для этана. Пунктирная кривая показывает состояние насыщенного газа и насыщенной жидкости (температура в °С).

жидкой и газовой фазами в области над критическим давлением и температурой. Для температур выше критической кривые Z являются сплошь непрерывными. Однако начальное быстрое падение кривой до минимума, а затем равномерный медленный и приближающийся к линейному подъем продолжается до тех пор, пока температуры не отойдут далеко от критического значения. Если температуры будут и далее нарастать, то кривые выполаживаются и показывают меньшее отклонение от идеального состояния. Наконец, характер отклонения примет обратное значение, и кривые лягут полностью поверх линии, соответствующей единичному значению Z. Это положение не показано на фиг. 3 и будет рассмотрено далее [1].

---

[1] Увеличение коэффициента отклонения сверх единицы при высоких температурах и пересечение изотерм при высоких давлениях даны на общей диаграмме (фиг. 20).

2.3. Физическая природа коэффициентов сжимаемости. Уравнение Ван-дер-Ваальса. Падение кривых Z ниже единичного значения ординат с первоначальным ростом давления при умеренных температурах имеет весьма простое физическое объяснение, а именно — относительно длинный интервал сил притяжения между молекулами газа. Эти «силы Ван-дер-Ваальса» стремятся сжать объем, занятый скоплением молекул при данном давлении ниже величины объема, соответствующего идеальному газу, в котором молекулы не влияют друг на друга.

Таким образом, v в уравнении 2.2 (2) меньше идеального значения из уравнения 2.2 (1), а Z меньше единицы. В этом смысле Z представляет отношение реального объема газа к объему того же числа молей идеального газа при одинаковых давлении и температуре. Иначе говоря, если принять объем за постоянную величину, можно представить, что силы притяжения Ван-дер-Ваальса уменьшают внешнее давление, оказываемое на скопление молекул, составляющих газ. Тогда Z дает отношение давления реального газа к давлению идеального с тем же объемом, температурой и молекулярным весом. Значения Z меньше единицы опять выражают собой действие межмолекулярных сил притяжения, которые теряют свое значение по мере увеличения расстояния между молекулами. Поэтому следует ожидать, что отклонение Z от единицы будет уменьшаться с понижением давления или ростом температуры, что и наблюдается в действительности.

Когда углеводороды конденсируются до такой степени, что приближаются к несжимаемым жидкостям, можно считать v из уравнения 2.2 (2) приближенно постоянной величиной, Z же увеличивается линейно с p. Таков тип фазового изменения согласно полученным кривым на фиг. 3 при высоких давлениях. Исходя из наличия межмолекулярных сил, видно, что это поведение отражает условие, при котором межмолекулярные расстояния настолько уменьшились, что взаимно отталкивающие силы оказывают чрезвычайное сопротивление дальнейшему уменьшению объема.

Ван-дер-Ваальс учел эти межмолекулярные силы, предложив заменить уравнение состояния 2.2 (1) идеального газа выражением

$$\left(p + \frac{a}{v^2}\right)(v - b) = \frac{RT}{M}, \qquad (1)$$

где a и b — постоянные, характеризующие молекулярные свойства индивидуальных газов.

Символ a — это мера межмолекулярных сил притяжения; b представляет межмолекулярные силы отталкивания, являясь мерой реального молекулярного объема. Путем подробного анализа условий уравнения (1) можно показать, что b должно равняться $^1/_3$ критического объема для парафиновых углеводородов. Уравнение (1) приводит к ряду интересных выводов, среди

которых имеются различные зависимости между постоянными a и b, а также критическими постоянными. В частности, оно налагает условие, что выражение RT_c/Mp_cv_c, где нижний индекс c указывает на критическое состояние, должно представлять величину $^8/_3$. Это условие хорошо удовлетворяется для многих газов, если заменить v_c через $3\,b$: для парафиновых углеводородов точность составляет около 3%.

По всей вероятности уравнение (1) особенно интересно тем, что оно допускает толкование явления конденсации жидкости, а также перехода из газовой фазы в жидкую по мере сжатия газа. Так, при низких давлениях и больших объемах уравнение (1) приводит по существу к уравнению 2.2 (1) и дает гиперболическую изотерму $p - v$ для идеального газа. При высоких давлениях, когда v становится очень малым и приближается к величине b, член $\frac{a}{v_2}$ в конечном счете уменьшается по сравнению с p так, что изотерма $p-v$ вновь принимает гиперболический вид, но с вертикальной асимптотой $v = b$ вместо $v = 0$. Это, конечно, соответствует жидкой фазе. Более того, переход между этими крайними типами изменения происходит непрерывно согласно кубическому уравнению.

Реальные максимумы и минимумы в изотермах ниже критической точки не имеют реальной физической основы, но они дают приближение к истинному поведению, имеющему большой интерес с точки зрения физики. Практически, основываясь на выводах уравнения 2.3(1) и соблюдая необходимую осторожность, можно проникнуть мимо нормальных точек конденсации и парообразования на некоторое расстояние в нормальную двухфазную область, не создавая второй фазы.

Кроме того, согласно выводам уравнения 2.3(1) даже эта неустойчивая область перехода исчезает из графического изображения уравнения 2.3 (1) при критической температуре со значением $T_c = {}^8/_{27} \times a\ M/Rb$.

Для температур, превышающих критическую, уравнение 2.3 (1) дает монотонные, а также непрерывные изотермы $p-v$, аналогичные наблюдаемым экспериментально. Необходимо подчеркнуть, что уравнение Ван-дер-Ваальса не может быть использовано для численного описания поведения чистых парафиновых углеводородов.

Тем не менее нет другого уравнения, которое можно было бы сравнить с уравнением Ван-дер-Ваальса в отношении охвата различных характерных особенностей перманентных газов или простоты физического объяснения. Это подтверждается тем, что уравнение Битти-Бриджмена, которое дает наиболее точное описание соотношения $p - v - T$ чистых газов,

$$pv = \frac{RT\,(1 - C/vT^3)}{Mv}\left|v + B_0\left(1 - \frac{d}{v}\right)\right| - \frac{A_0}{v}\left(1 - \frac{a}{v}\right) \qquad (2)$$

имеет пять эмпирических постоянных Фактически только очень недавно была разработана удовлетворительная кинетическая теория механизма, объясняющая процесс конденсации жидкости.

Из кривых $p - v - T$ легче всего получить коэффициенты теплового расширения или изотермического сжатия. Интересно отметить, что кривые Z указывают направление отклонения этих коэффициентов от соответствующих значений для идеального газа. Из определения Z согласно уравнению 2.2(2) имеем для коэффициента теплового расширения

$$C = \frac{1}{v}\frac{\partial v}{\partial T} = \frac{1}{T} + \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial T}. \qquad (3)$$

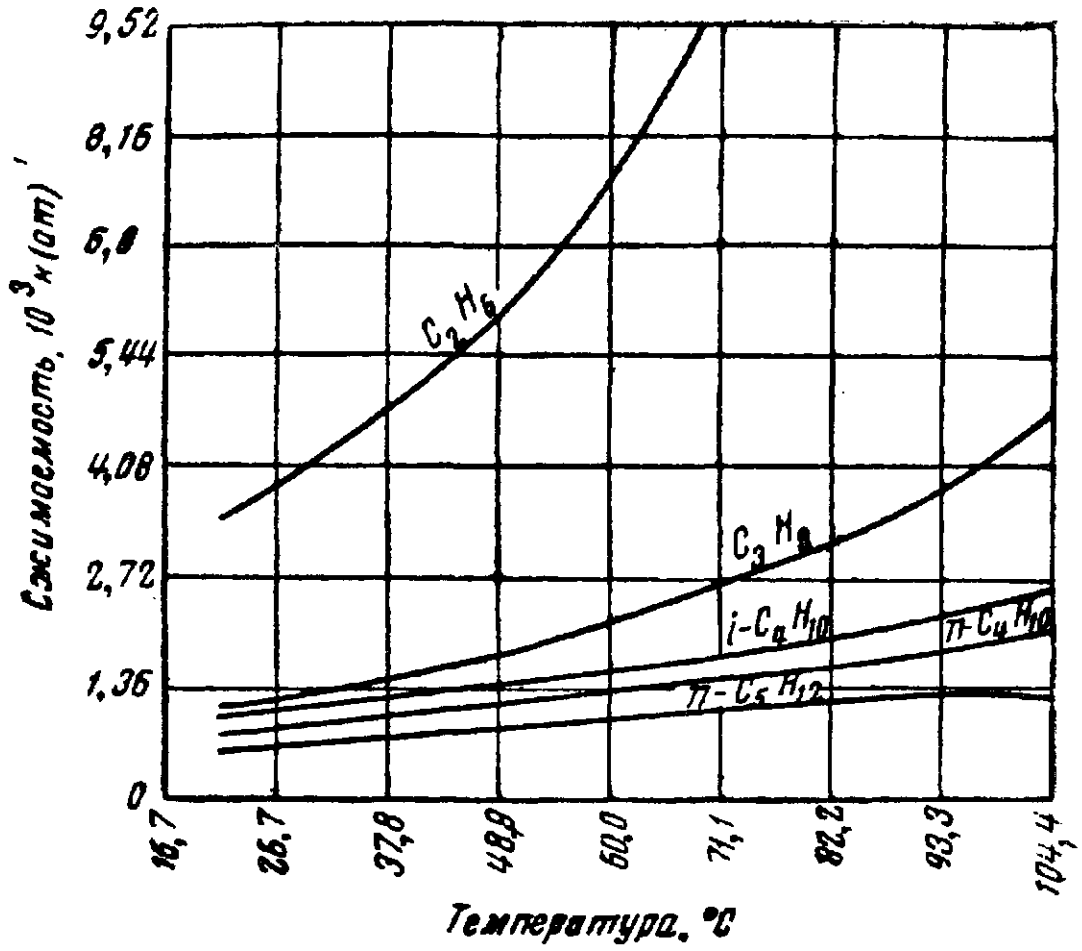
Значение последнего у идеального газа $1/T$, но $Z > 0$. Отсюда знак при $\frac{\partial Z}{\partial T}$ определяет, является ли коэффициент теплового расширения больше или меньше соответствующего коэффициента для идеального газа. Основываясь на этом критерии, получаем (фиг. 3), что в подлинно газовой фазе и ниже критической температуры коэффициенты теплового расширения реальных газов превышают соответствующие значения идеального газа.

Это справедливо также и при температурах значительно выше критической, а также для умеренных давлений. В подлинно жидкой фазе при температурах ниже критической изотермы Z в конце концов пересекаются, а $\frac{\partial Z}{\partial T}$ при увеличении давления за пределы критического становится отрицательной величиной. Тогда коэффициенты теплового расширения падают до очень низких значений, обычно связанных с нормальными жидкостями. Аналогичное поведение получается при высоких давлениях и температурах выше критической.

Коэффициент изотермической сжимаемости, исходя из уравнения (3), имеет следующий вид:

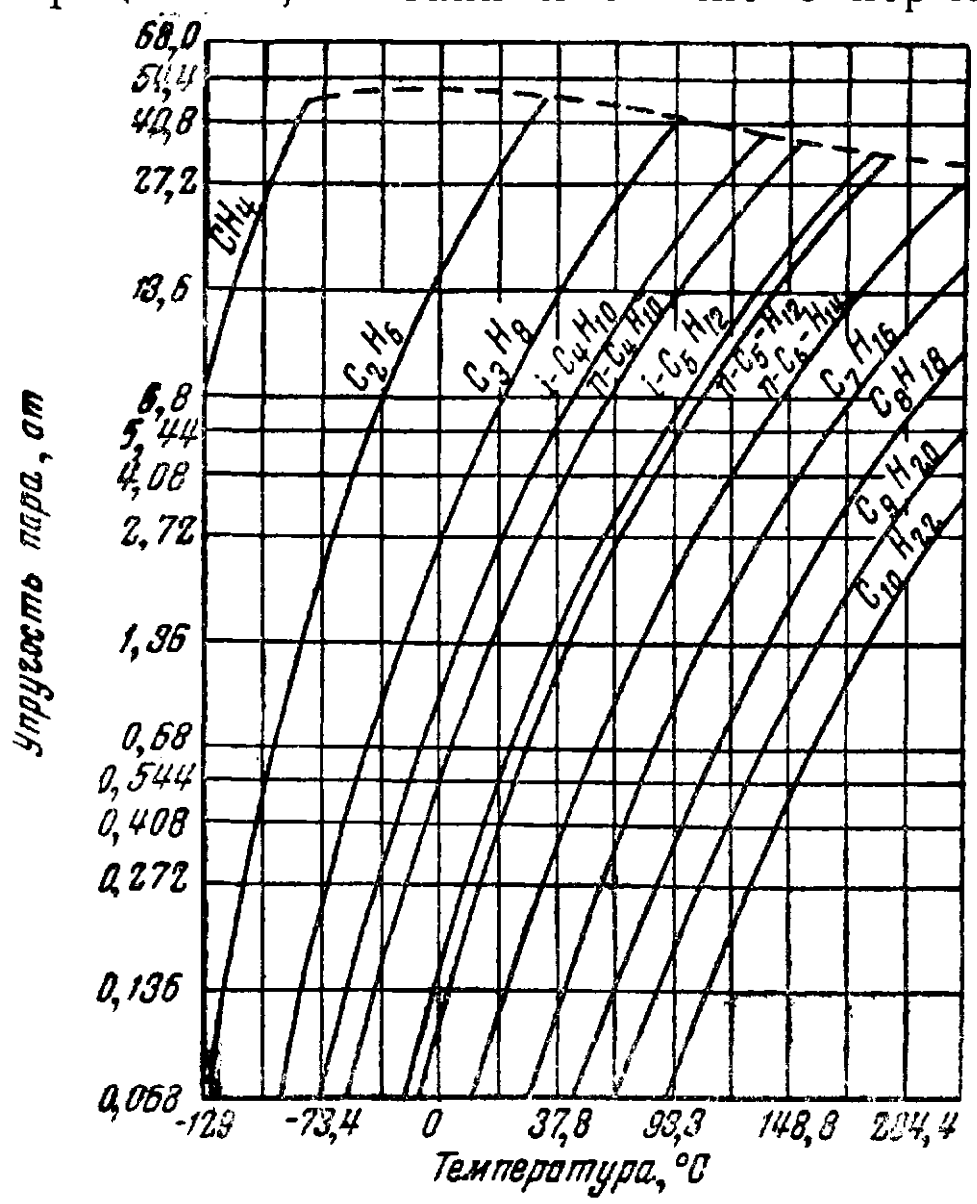
$$k = -\frac{1}{v}\frac{\partial v}{\partial p} = \frac{1}{p} - \frac{1}{Z}\frac{\partial Z}{\partial p}. \qquad (4)$$

Из фиг. 3 видно, что коэффициенты сжимаемости реальных газов превышают соответствующие коэффициенты идеального газа, так как $\frac{\partial Z}{\partial p} < 0$ в подлинно газовой фазе. Это свойство сохраняется и для температур, превышающих критическую, вплоть до точки Бойля — давления, при котором Z минимально. Для давления выше точки Бойля $\frac{\partial Z}{\partial p}$ положительно, и сжимаемость падает ниже соответствующей величины у идеального газа. В подлинно жидкой фазе и особенно для температур значительно выше критической член $(1/Z)\frac{\partial Z}{\partial p}$ возрастает до значения $1/p$ с очень малым остатком. Как и следует ожидать, ко-



Фиг. 4. Изменение сжимаемости k для чистых углеводородов при давлении 170 *ат* в зависимости от температуры.

нечная сжимаемость имеет тот же порядок величин, что у коэффициентов, связанных обычно с нормальными жидкостями. На фиг. 4 нанесены кривые сжимаемости углеводородов от этана до *н*-пентана при давлении 170 *ат*. На фиг. 5 нанесены кривые зависимости упругости пара парафиновых углеводородов, т. е. давления точки конденсации или парообразования, от температуры.



Фиг. 5. Кривые упругости пара для парафиновых углеводородов.

Граничная кривая (штрих) дает критические точки для этих углеводородов. Аналитически представленные данные могут быть описаны приближенно уравнением Клапейрона, а именно:

$$p = ae^{-b/T}. \qquad (5)$$

Они часто изображаются в специально

подобранных масштабах (диаграмма Кокса) так, чтобы получить сходящиеся прямые линии для всех углеводородов.

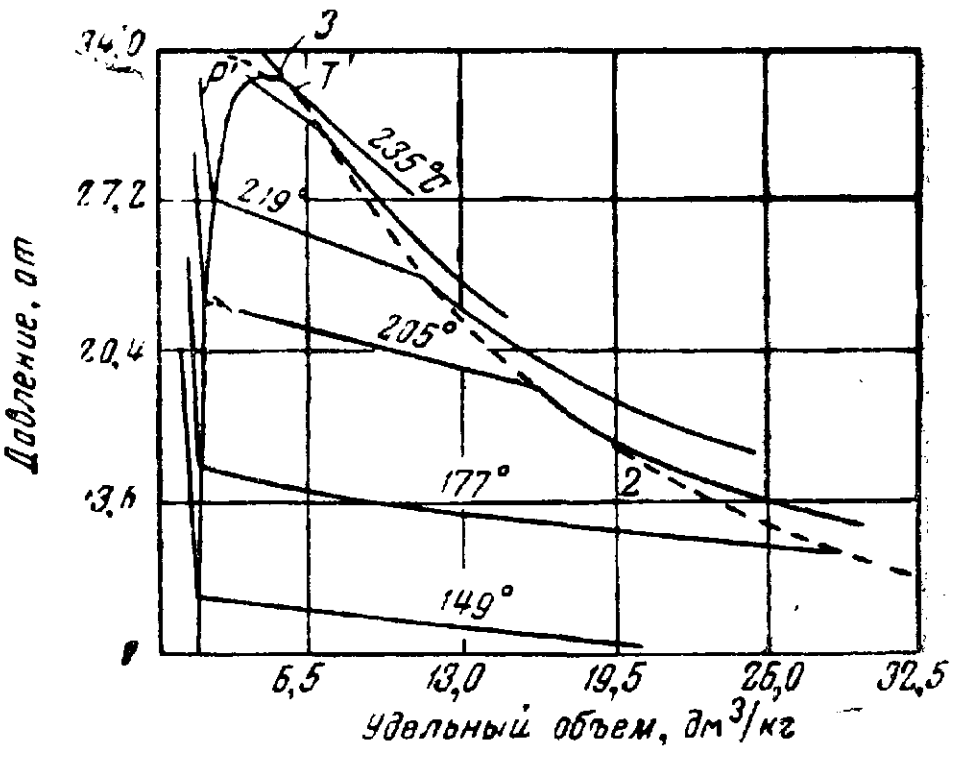
2.4. Двухкомпонентные системы. Практически двухкомпонентные или бинарные углеводородные системы представляют тот же интерес, что и однокомпонентные.

Нефть и связанные с нею газы являются смесью многих индивидуальных углеводородов. Более подробное рассмотрение свойств бинарных систем весьма поучительно, так как в этих простых смесях можно встретить практически все новые свойства сложных углеводородных жидкостей.

Прежде чем приступить к количественному рассмотрению физических или термодинамических свойств бинарной системы, необходимо уточнить состав смеси.

Это относится не только к определению каждого из двух углеводородных компонентов, но и к относительному количеству каждого в сложной системе. Последнее можно выразить либо в весовых, либо в мольных концентрациях.

Мольную концентрацию каждого компонента можно представить как отношение числа молей данного компонента к общему числу молей всей системы [1].



Фиг. 6. Зависимость „объем—давление" для смеси *н*-пентана и *н*-гептана, содержащей 52,4% по весу *н*-гептана.

1 — кривая точки парообразования; *2* — кривая точки конденсации; *3* — критическая точка.

Одной из важных характеристик бинарных систем является изменение их термодинамических свойств в зависимости от состава. Однако при изучении влияния основных переменных — давления и температуры — состав рассматриваемой бинарной системы должен быть уточнен и сохранен неизменным.

Поведение действительных бинарных смесей показано на фиг. 6, где нанесены изотермы для смеси *н*-пентана и *н*-гептана, содержащей 52,4% по весу *н*-гептана.

В газовой фазе, т. е. вправо от кривой точки конденсации, изотермы довольно пологи и аналогичны изотермам чистых ком-

---

[1] Можно легко перейти от весовой концентрации ω_i к мольной концентрации n_i многокомпонентных систем при помощи выражения $n_i = (\omega_i/M_i)/(\Sigma\omega_f/M_f)$, где M_i — молекулярный вес i-го компонента. Обратно: $\omega_i = n_i M_i/\Sigma n_j M_f$.

понентов. Изотермы жидкой фазы влево от кривой точки парообразования круто возрастают с уменьшением объема и качественно аналогичны изотермам жидкой фазы чистых компонентов. Как это было показано на фиг. 1, двухфазные состояния чистых компонентов характеризовались горизонтальными отрезками (постоянное давление). В данном случае давление уже не является постоянным. Это означает, что, достигнув давления точки конденсации, необходимо повышать давление для получения полного исчезновения газовой фазы. Иначе говоря, давление точки парообразования здесь выше давления точки конденсации, в то время как для чистых компонентов они равны. Так как при точке конденсации имеющаяся жидкая фаза обладает бесконечно малым объемом, то состав газа при этой точке и, конечно, для всего интервала ниже ее, идентичен с составом всей бинарной системы в целом. Соответственно этому состав жидкой фазы при точке парообразования аналогичен составу сложной бинарной системы. Однако в двухфазной области состав газовой и жидкой фаз в общем отличен от состава всей системы в целом. Даже бесконечно малые объемы жидкой фазы при точке конденсации и газа при точке парообразования обладают составом, отличным от состава газа при точке конденсации и жидкости при точке парообразования.

При низких температурах кривые точки конденсации и точки парообразования качественно вполне аналогичны кривым чистых компонентов, т. е. с повышением температуры объемы при точке конденсации уменьшаются, а при точке парообразования увеличиваются. Однако с приближением к критической температуре появляются значительные и важные различия. Сама критическая точка уже играет другую роль. Для чистых веществ она представляет одновременно состояние, при котором газовая и жидкая фазы имеют одинаково интенсивные свойства, а также самую высокую температуру и давление, возможные при сосуществовании двух фаз. Для бинарных и многокомпонентных систем критическая точка определяется лишь одинаково интенсивными свойствами газовой и жидкой фаз. Эта новая черта становится ясной, если проследить внимательно соотношение p—v—T вблизи критической области.

2.5. Поведение бинарных систем[1] в критической области; ретроградные явления. На фиг. 7 приведена диаграмма зависимости давление—объем для типичного ряда изотерм многокомпонентных углеводородных систем в области критической точки. Точки конденсации нанесены на прерывистой кривой, а точки

---

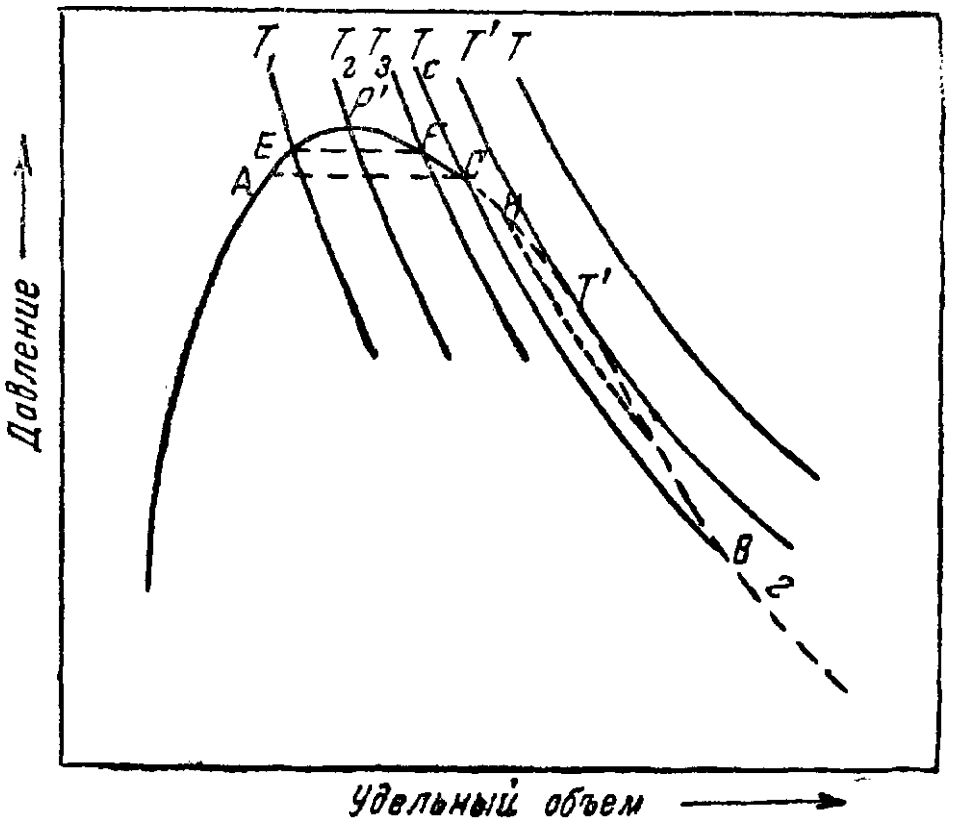
[1] Как было уже указано, общие качественные свойства бинарных систем, включая и ретроградные явления, имеют аналогии в более сложных многокомпонентных системах. Соображения, вытекающие из настоящего раздела, фактически приложимы также и к последним; никаких особых ссылок на бинарный характер углеводородной системы не будет, за исключением фиг. 10.

парообразования — на сплошной. Основной критерий для критической точки — одинаково интенсивные свойства газовой и жидкой фаз. Этому условию соответствует, очевидно, пересечение кривых точки конденсации и точки парообразования. Отсюда критическая точка находится в C.

Кривые точки парообразования имеют максимум P'. Отсюда давление в критической точке $P\,(C)$ не самое большое, возможное для сосуществования двух фаз. Очевидно, при небольшом уменьшении давления ниже P' и температуре T_2 для P' появляется газовая фаза, которая находится в равновесии с жидкой при давлении, превышающем $P(C)$. Фактически такое состояние наблюдается во всей области, ограниченной $AP'CA$.

Необходимо отметить, что температура изотермы C, T_c ниже максимума, при котором возможна двухфазная область. Эта температура определяется касательной к кривой точки конденсации в T' *.

Здесь образуется область, в которой могут сосуществовать две фазы даже при температурах, превышающих температуру в точке C. Эта область, ограниченная $CT'BC$, также не имеет аналогии в фазовых диаграммах для однокомпонентных систем. Для того, чтобы представить себе происходящие явления в этих, очевидно, аномальных областях, необходимо сосредоточить внимание на изобаре EF. Так как E и F лежат на кривой точек парообразования, то смесь в этих точках представляет полностью жидкую фазу, а в промежутке находится двухфазная область. Отсюда при повышении температуры свыше T должна наступить газовая фаза. Если бы это нормальное поведение продолжалось с ростом температуры до T_3, количество газовой фазы непрерывно возрастало бы. Но F является также и точкой кипения. Следовательно, по достижении T_3 газовая фаза не может дольше существовать. Рост газовой фазы от E до F должен был прекратиться где-то при промежуточной температуре.



Фиг. 7. Типовые изотермы углеводородных смесей вблизи критической области.

1 — кривая точек парообразования; *2* — кривая точек конденсации.

* Эта точка T' иногда упоминается как «крикондентерм».

Отсюда и вплоть до T_3 газовая фаза постепенно уменьшалась и, наконец, полностью исчезла при T_3, т. е. у точки F.

Подобное поведение названо «ретроградным», так как оно прямо противоположно наблюдаемому процессу в однокомпонентных системах, а при низких температурах — даже в многокомпонентных смесях. Весь процесс перехода от E до F обозначается как «изобарное ретроградное испарение», хотя истинные ретроградные явления возникают лишь в части этого пути. Аналогичное ретроградное явление происходит в пределах области, ограниченной $CT'BC$. Здесь, например, при прохождении линии изотермы IH повышение давления сверх точки конденсации прежде всего ведет к конденсации жидкости. Жидкая фаза не увеличивается по всей линии. Так как H есть также и точка конденсации, то образование жидкости должно прекратиться где-то между I и H, а затем при дальнейшем росте давления жидкая фаза должна сокращаться и, наконец, исчезнуть по достижении H.

Этот процесс является ретроградным, если его сравнить с более распространенным явлением, при котором конденсация жидкой фазы продолжается с повышением давления. Весь процесс прохождения от I до H назван «изотермической ретроградной конденсацией»[1], хотя ретроградное явление ограничено здесь лишь частью линии IH.

Диаграмма $p—v—T$ на фиг. 7 является типичной для многих ретроградных явлений. Однако она не ставит уникальных условий, при которых возникают эти явления. Так, например, на фиг. 8 даны другие условия, которые удобно изобразить графиками зависимости давления от температуры. Для большей наглядности на фиг. 8 нанесены лишь кривые точек конденсации и точек парообразования, ограничивающие двухфазную область. Для чистых компонентов эти две кривые сливаются в единую, лежащую в плоскости зависимости $p—T$, и дают характеристику упругости пара чистого углеводорода (фиг. 5).

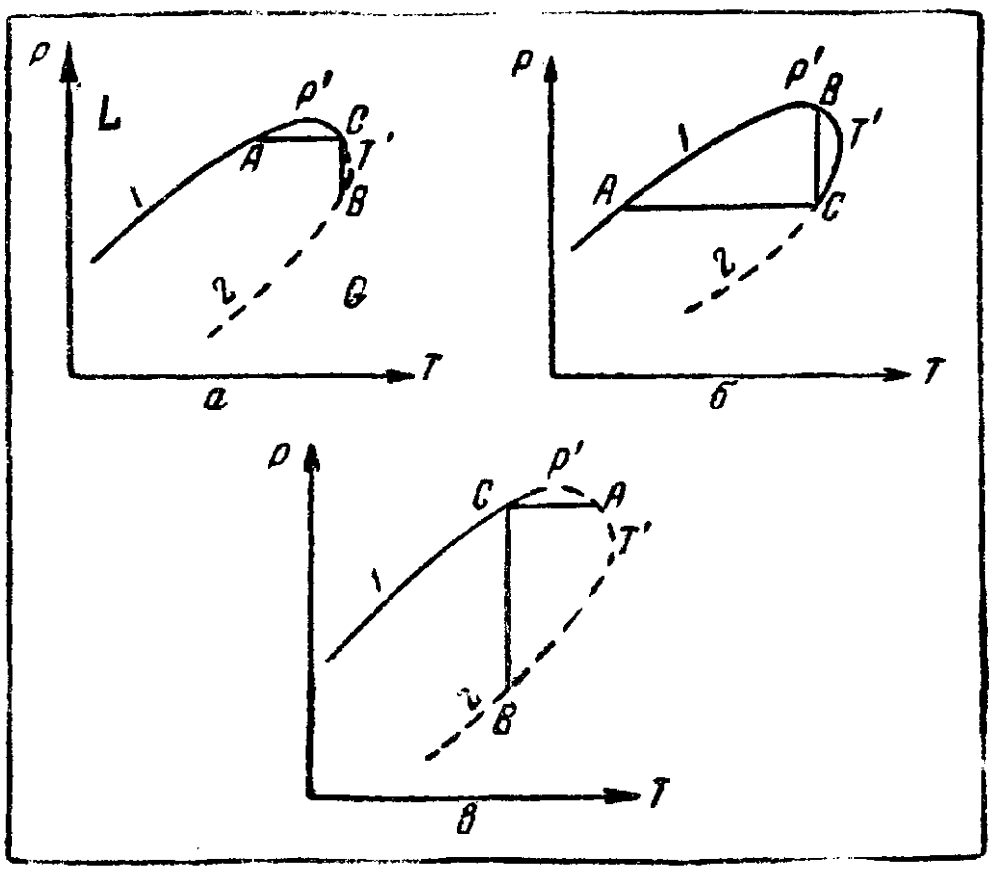
На фиг. 8, *а* приведена диаграмма $p—T$, аналогичная фиг. 7, где критическая точка C расположена между точками максимального давления P' и максимальной температуры T'. В области $BCT'B$ возникают процессы изотермической ретроградной конденсации, а в области $ACP'A$ — процессы изобарического ретроградного испарения.

На фиг. 8, *б* критическая точка C существует при давлении ниже P' и $T,'$ которые распсложены на кривой точек парообразования. Для этого случая область $CBT'C$ включает линии изотермического ретроградного испарения, $ACT'P'A$ ограничивает линии изобарического ретроградного испарения.

---

[1] Не только изобары или изотермы демонстрируют ретроградное поведение. Любая линия в области общей ретроградной фазы с монотонно меняющейся основной переменной имеет на диаграмме ретроградный отрезок.

Когда максимальное давление P' находится на кривой точек конденсации, а критическое давление — между P' и T', то ретроградные области имеют вид, показанный на фиг. 8, *в*. Здесь изотермическая ретроградная конденсация возникает по любой цельной вертикальной линии, ограниченной $BCP'T'B$. В области $CAP'C$ горизонтальные линии ведут к изобарической ретроградной конденсации. Смещение критической точки на фиг. 8, *в* ниже давления для T' не приводит к значительным изменениям рассмотренных явлений.



Фиг. 8. Различные типы фазовых диаграмм зависимости „давление—температура" с граничными кривыми, определяющими ретроградные явления.

1 — кривая точек парообразования; *2* — кривая точек конденсации.

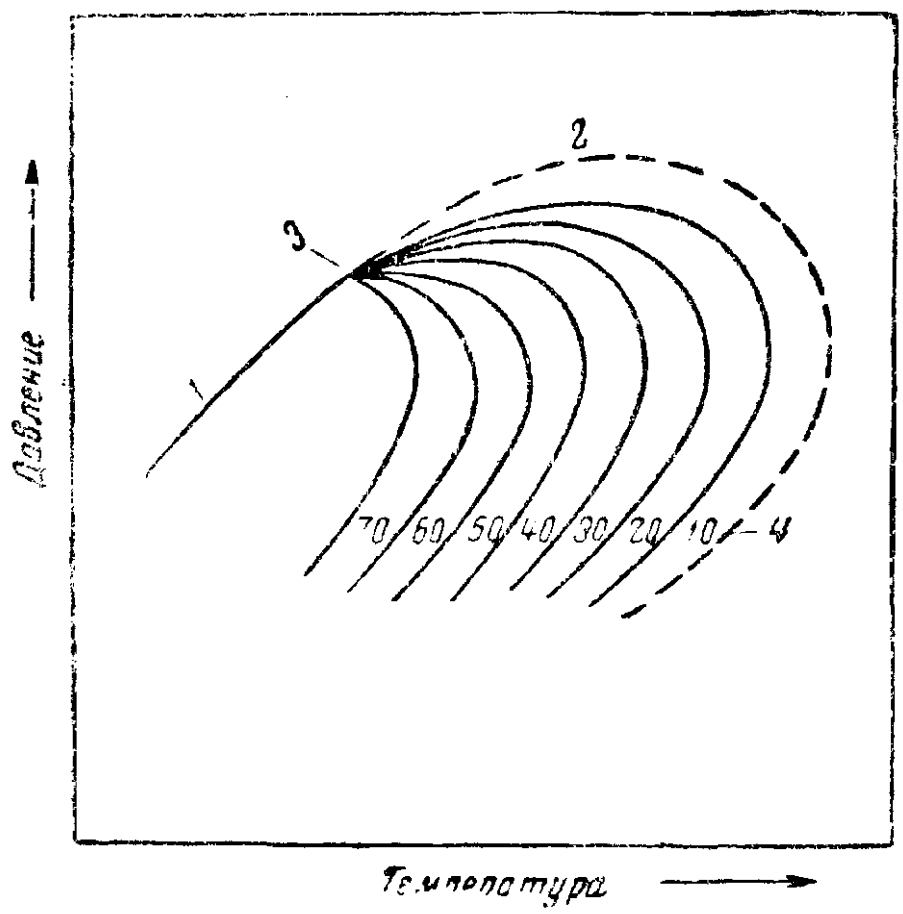
Необходимо отметить, что кривые точек конденсации и парообразования, соединяющиеся в критической точке, включают область сосуществования двух фаз. Вне этих пограничных кривых находится однофазная углеводородная смесь. Непрерывные линии могут итти от точек, например, G (фиг. 8, *а*) ниже кривой точек конденсации, до L, над кривой точек парообразования, вне граничных кривых, не встречая прерывностей в фазе или расширения границ фазы. Принимается, что область в районе G представляет газовую фазу, а вблизи L — жидкую. Для практических целей можно допустить такое различие при температурах и давлениях на заметном интервале от критической точки.

Пока не достигнуты критические условия, интенсивные свойства однофазных жидкостей вблизи точек G и L настолько различны, что можно принять для них определения «газовая» и «жидкая» фазы.

Кривые точек конденсации и парообразования, образующие границы двухфазной области, отражают состояние, при котором

углеводородная система на 100% соответственно газовая или жидкая.

На фиг. 9 приведена диаграмма для системы, рассмотренной на фиг. 8, *в*, где в области, замкнутой граничными кривыми, составная жидкая система распределяется между газовой и жидкой фазами. Можно легко проследить протекание ретроградных процессов, отмечая последовательность пересечений кривых постоянства жидкой фракции с конечными точками секущих кривой точек конденсации.



Фиг. 9. Фазовая диаграмма зависимостей вблизи критической точки, описывающая объемное распределение системы жидкость—газ.

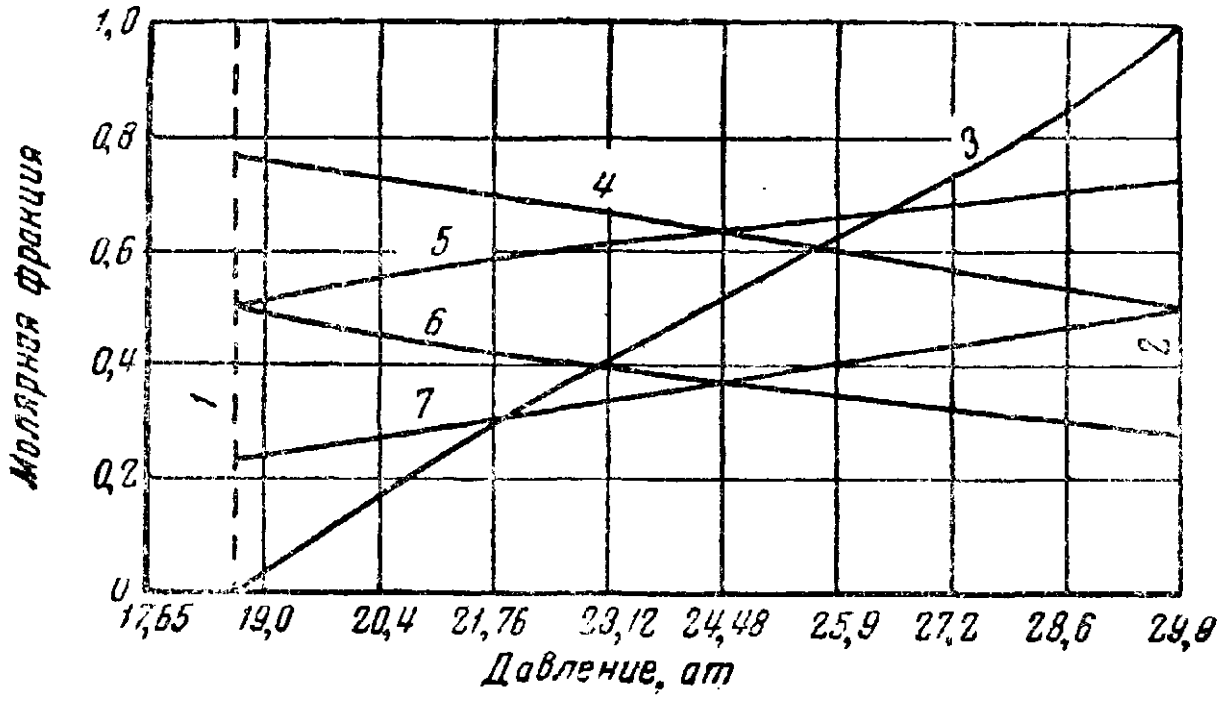
1 — кривая точек парообразования; *2* — кривая точек конденсации; *3* — критическая точка; *4* — процентное содержание жидкости.

Ретроградные явления считаются часто аномальными и исключительными. Фактически же они почти всегда сопровождают изменение фаз многокомпонентных систем вблизи их критических точек. Ретроградное явление отсутствует, если критическая точка является одновременно точкой максимального давления и максимальной температуры при сосуществовании двух фаз. При этом происходит скрещение под острым углом кривых точек конденсации и точек парообразования. Технологические процессы с большинством жидких систем проходят далеко от критических областей, почему ретроградные явления возникают не так часто. Необходимо отметить существенную роль критической точки для появления ретроградных явлений как место скрещения кривых точек конденсации и парообразования (тождество газовой и жидкой фаз), а не только как предельное условие сосуществования двух фаз.

Как видно из фиг. 8 и 9, изотермические ретроградные явления происходят только при температурах выше критической и ниже максимальной двухфазной температуры. Изобарические ретроградные явления наблюдаются между критическим давлением и максимальным двухфазным давлением.

На точке конденсации состав газовой фазы является составом системы в целом, что также справедливо для жидкой фазы при точке парообразования. Однако подобные простые правила не приложимы к двухфазной области. При прохождении по изо-

терме от точки конденсации до точки парообразования, т. е. вне ретроградной области, в фазе с конденсированной жидкостью вначале преобладает менее летучий, т. е. более тяжелый, компонент смеси. По мере дальнейшей конденсации все больше летучего компонента переходит в жидкую фазу, и она становится менее плотной. В то же время тяжелый компонент, присутствующий в газе, продолжает ожижаться, делая газовую фазу легче. Здесь исключается влияние давления, которое повышает плотность газовой фазы. На фиг. 10 приведены графики, на которых нанесен высчитанный [1] состав в мольной концентрации газовой и жидкой фаз, смеси пропана и *н*-пентана по 50%. Кривые на фиг. 10 относятся к температуре 121,1° С, при которой точка



Фиг. 10. Расчетный график изменения состава газовой и жидкой фазы в смеси пропана и *н*-пентана по 50% при 121,1° С для перехода от точки конденсации к точке парообразования.

1 — точка конденсации; *2* — точка парообразования; *3* — общая жидкая фаза; *4* — *н*-пентан в жидкости; *5* — пропан в газе; *6* — *н*-пентан в газе; *7* — пропан в жидкости.

конденсации соответствует 18,7 *ат*, а точка кипения 29,92 *ат*. На фиг. 10 нанесена также полная молярная фракция жидкой фазы. При точке конденсации газовая фаза представлена составом смеси; жидкая фаза при равновесии с насыщенным газом содержала бы только 23,1% молей пропана и 76,9% молей *н*-пентана. При точке парообразования, когда состав жидкой фазы аналогичен составу всей смеси, газовая фаза в равновесии с ней содержит 72,8% молей пропана и лишь 27,2% молей *н*-пентана.

Ретроградная конденсация контролирует механизм нефтеотдачи из так называемых конденсатных месторождений, где пластовые жидкости состоят главным образом из жидкой углеводородной фазы при или выше точки парообразования. При этом залегающая в повышенной части «сухая» газовая фаза может

---

[1] Эти вычисления были произведены путем использования констант равновесия (параграф 2.9).

присутствовать либо отсутствовать [1]. Конденсатные резервуары содержат газ («влажный») на или выше точки конденсации [2]. «Конденсат» получается из жидкой фазы, образующейся вследствие ретроградной конденсации, соответственно диаграмме изменения фаз, по мере того как пластовая жидкость поднимается вверх по фонтанным трубкам. Температура ее падает, а давление на поверхности снижается до величины, поддерживаемой в сепараторе или резервуаре.

Так как конечная точка системы (атмосферные условия) попадает в двухфазную область фазовой диаграммы, рассматриваемый процесс ретроградной конденсации не является полностью обратимым. На поверхности получается остаточная жидкая фаза даже без специальной обработки добытого влажного газа. С физической точки зрения подобные явления не следует считать аномальными. Кроме того, они не представляют большого значения для большинства нефтеносных резервуаров. В дальнейшем примем, что термин «углеводородные системы» обозначает комбинации сырой нефти и «сухого» газа; псведение конденсатных резервуаров рассматривается отдельно (глава 11).

2.6. Влияние состава на фазовые изменения бинарных систем. До сих пор рассматривалось термодинамическое поведение углеводородных бинарных систем с неизменным общим составом. Давление и температура являются физическими переменными, определяющими данное состояние подобных смесей. Изменение этих переменных обусловливает весь комплекс объемных и фазовых характеристик, составляющих подлинное термодинамическое описание системы. Необходимо принять во внимание также и роль состава, который определяет собой изучаемую углеводородную систему. Все количественные факторы учесть невозможно, так как они меняются для каждой бинарной системы, образуемой простыми углеводородами. Рассмотрим влияние изменения состава типичных бинарных систем на их термодинамические свойства.

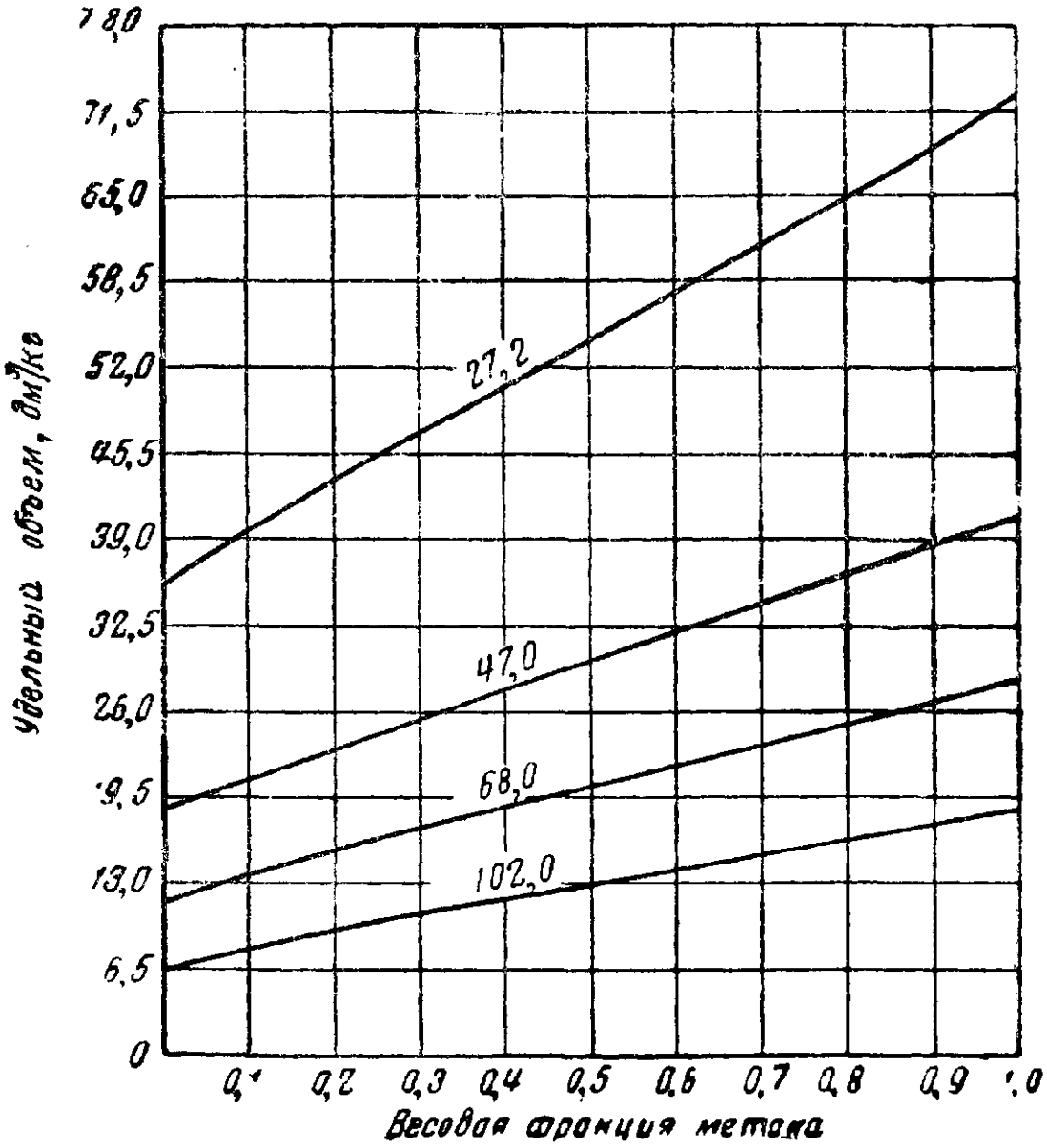
Исходя из общих принципов, можно предположить, что объем газовой фазы бинарных смесей по существу аддитивен в условиях умеренных температуры и давления, т. е. возникающие удельные объемы бинарных систем приближаются к среднеарифметическому удельному объему обоих компонентов, взвешенному согласно составу. На фиг. 11 эта зависимость дается для смеси метана и этана. Правило аддитивности объемов для бинарных систем в жидкой фазе хорошо удовлетворяется обычно

---

[1] Термины «сухой», «тощий» и «влажный» применяются для указания, что газ имеет низкое или высокое содержание растворимых углеводородов в интервале молекулярного веса газолина или более тяжелых нефтепродуктов.

[2] Конденсатные резервуары на практике обычно представлены газовой шапкой над зонами сырой нефти, хотя часто их удобно рассматривать как независимые резервуары.

при температуре ниже критической для обоих компонентов. Когда же температура смеси выше критической температуры более летучего компонента, правило аддитивности может плохо удовлетворяться, как это показано на фиг. 12 для смеси метана и *н*-бутана. Здесь отклонение от линейности или аддитивной зависимости заметно даже при давлении 204 *ат*. Для более легкого компонента — метана — температура 21,1° С намного превышает его критическую температуру, и он ведет себя однофазной



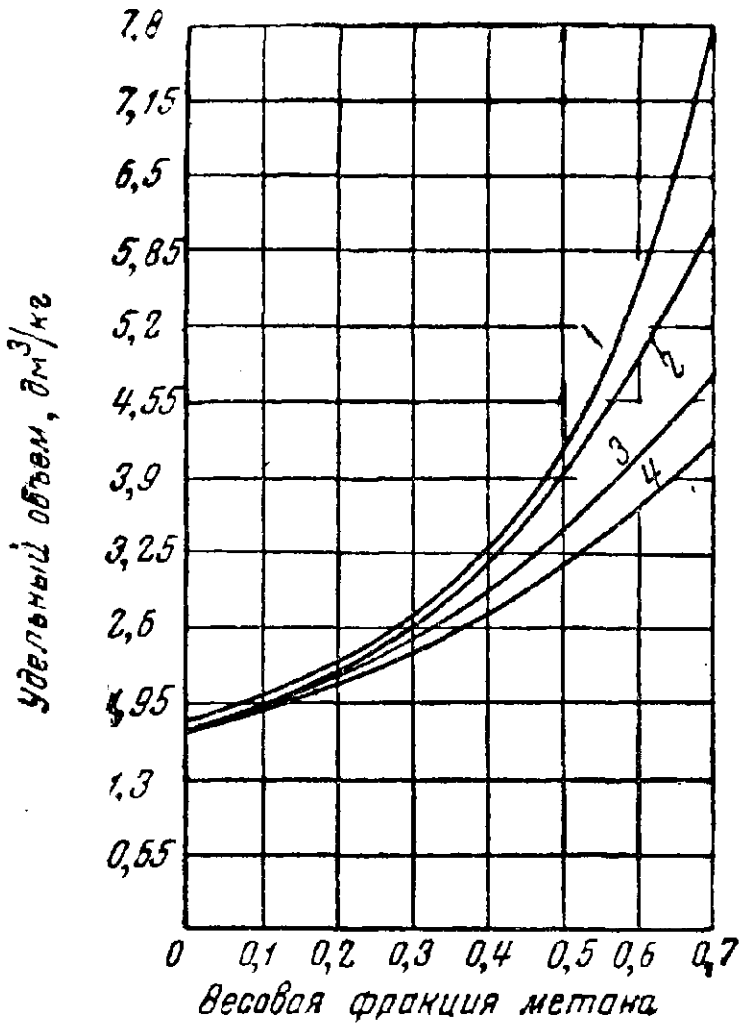
Фиг. 11. Изменение удельного объема в смесях метан — этан в зависимости от концентрации метана при 104,5° С и различных давлениях.

газовой жидкостью, хотя и растворен в более тяжелом компоненте, который нормально при температуре 21,1° С в пределах 136—204 *ат* является жидкостью.

Представление о бинарной системе как эквиваленте чистого компонента со свойствами, являющимися простыми средними двух составных элементов, становится крайне искусственным в двухфазной области и условиях, приближающихся к критическим. Попытка высчитать среднее свойство бинарной системы, когда два отдельных компонента находятся в различных фазах, возможна лишь путем гипотетических экстраполяций в неустойчивые области.

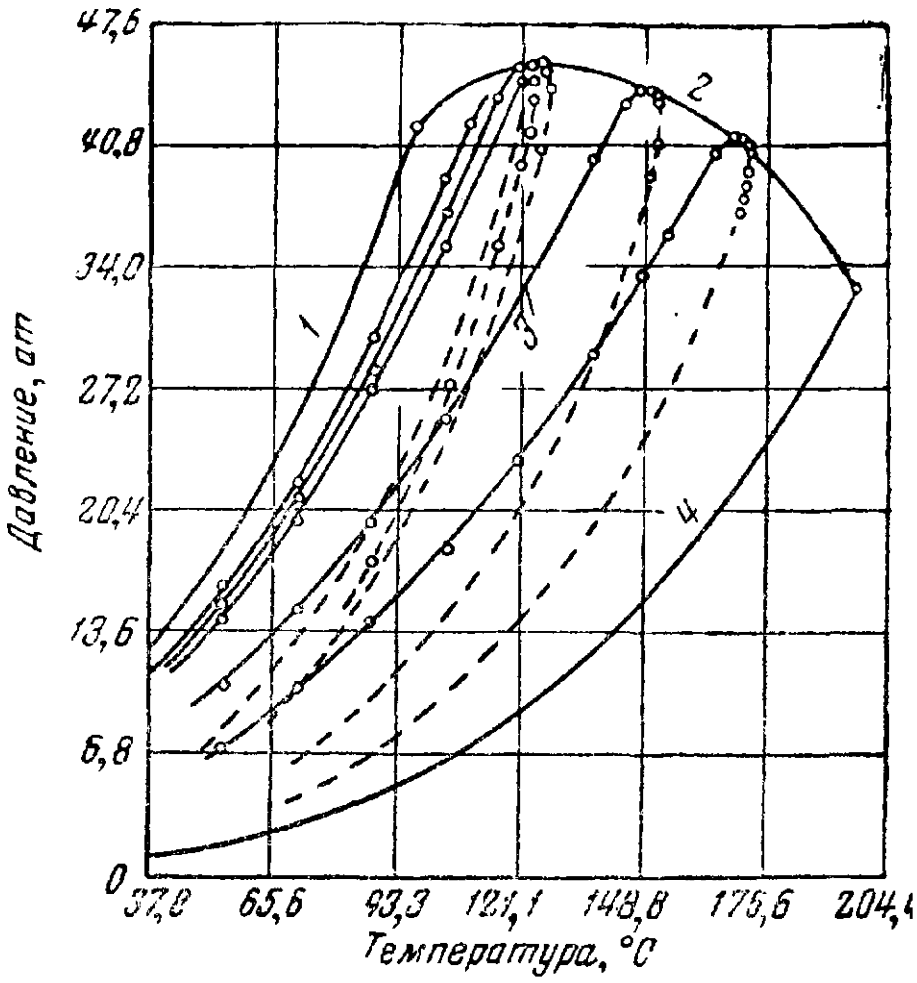
Единственным практическим приближением к решению проблемы является эмпирическое.

На фиг. 13 изображены граничные кривые для различных смесей пропана и *н*-пентана. Они дают экспериментальное определение свойств ряда бинарных систем с меняющимся составом. Эти кривые по мере изменения состава непрерывно следуют от линий упругости пара одного чистого компонента к линиям другого. Процедура осреднения не дает количественно свойств смесей в зависимости от их состава, как это видно из фиг. 14, где приведена зависимость удельных весов газа при точке конденса-



Фиг. 12. Изменение удельного объема в смесях метан — *н*-бутан в зависимости от концентрации метана для жидкой фазы при температуре 21,1° С.

1 — кривая парообразования; *2* — 136 *ат*; *3* — 170 *ат*; *4* — 204 *ат*.



Фиг. 13. Фазовая диаграмма зависимости „температура — давление" для смеси пропан — *н*-пентан.

1 — пропан; *2* — критическая траектория; *3* — молярная фракция *н*-пентана; *4* — *н*-пентан.

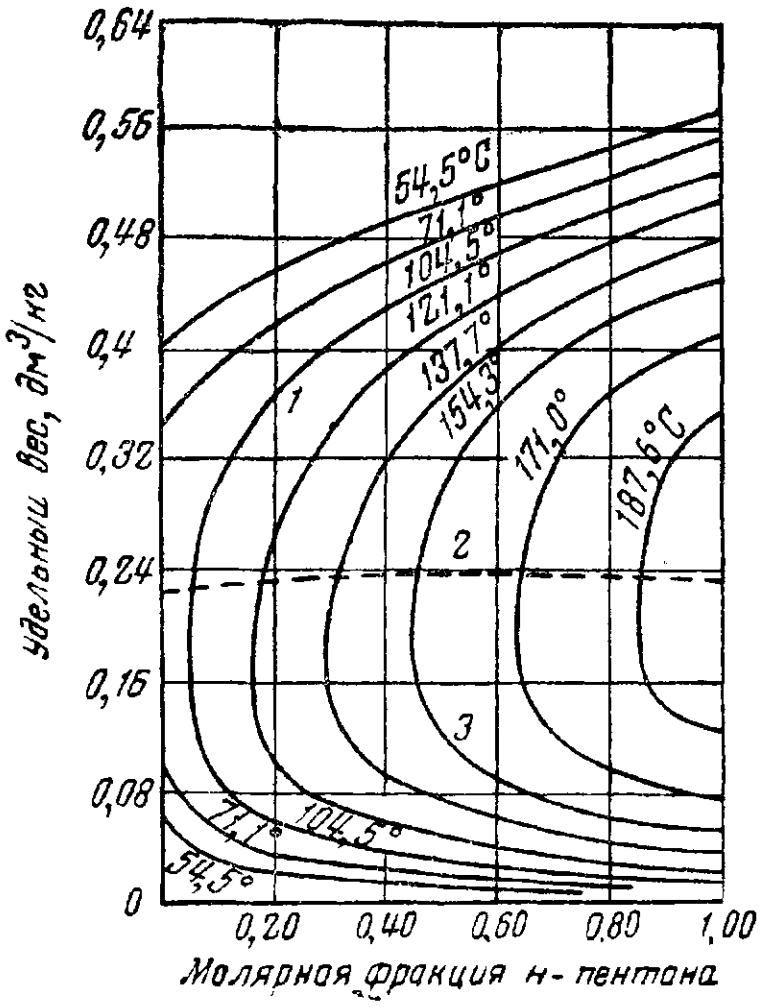
ции и жидкости при точке парообразования соответственно граничным кривым фиг. 13, т. е. от содержания *н*-пентана в смеси.

На фиг. 15 изображен другой случай для смесей метана и *н*-бутана, касающийся более непосредственно критических свойств. Характеристика давления не следует линейно с изменениями концентрации метана. Даже приближенно линейное поведение критической температуры не представляет большого значения, так как эта линия проходит с заметной кривизной через предельные данные для 100% концентрации метана.

Как показывают фиг. 13 и 14, критические параметры бинарных смесей меняющегося состава образуют непрерывные кривые, называемые «критической траекторией». Критическая температура повышается с увеличением концентрации менее лету-

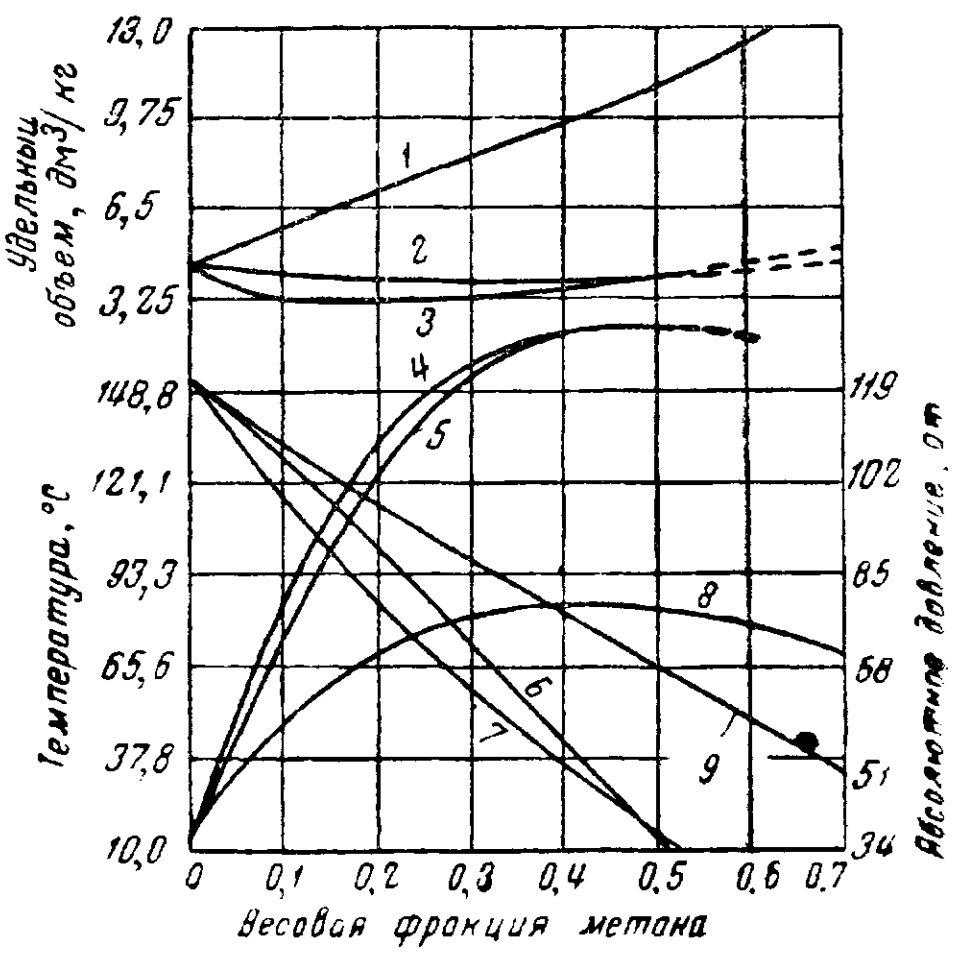
чего компонента. Критическое давление обычно возрастает до более высокого максимума по сравнению с максимумом давления любого из двух чистых компонентов по мере того, как их концентрация повышается от нуля.

На фиг. 16 дано обобщенное графическое представление критических давлений и температур для бинарных смесей низкомолекулярных углеводородов парафинового ряда, где видно, что превышение максимального критического давления над макси-



Фиг. 14. Диаграмма удельного веса для состава смесей пропан — *н*-пентан у газа при точке конденсации и жидкости при точке парообразования (температура в °С).

1 — жидкость в точке парообразования; *2* — критическая траектория; *3* — газ в точке конденсации.



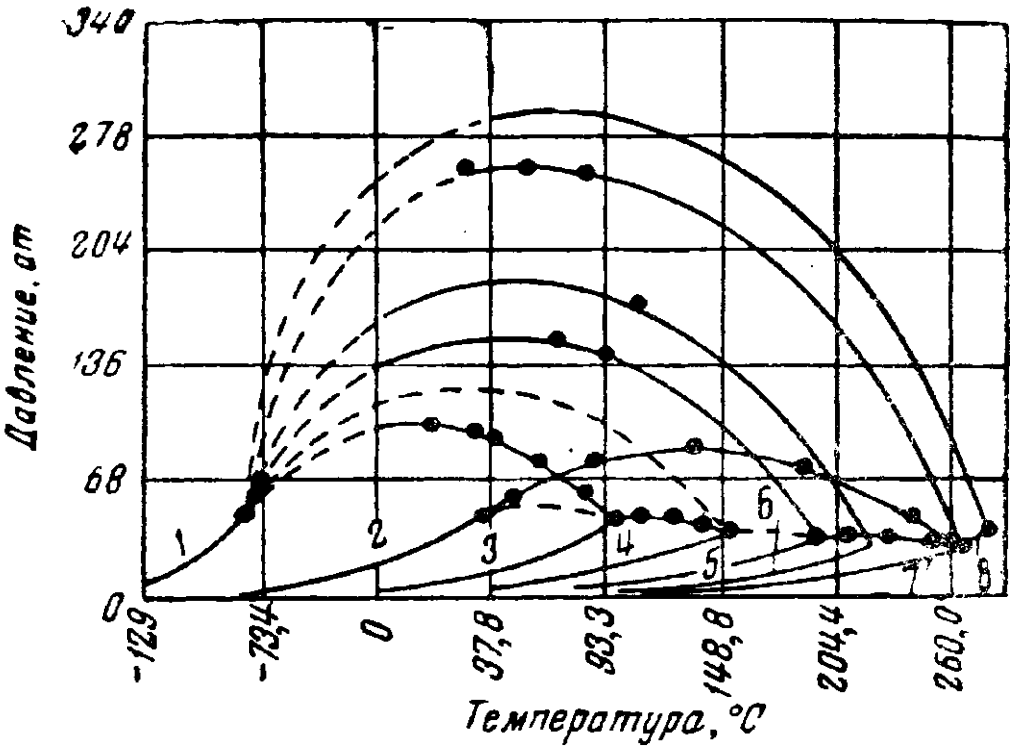
Фиг. 15. Влияние состава систем „метан — *н*-бутан" на давление, температуру и удельный объем в критическом состоянии и точках максимальной температуры и максимального давления.

1 — объем при криконденterме; *2* — критический объем; *3* — объем при максимальном давлении; *4* — максимум давления; *5* — критическое давление; *6* — критическая температура; *7* — температура при максимальном давлении; *8* — давление криконденterма; *9* — температура криконденterма.

мумом давления любого из обоих чистых компонентов возрастает по мере того, как оба компонента становятся разнородными. Характер «критической траектории» ясно показывает, что при изменении состава смеси с сопутствующим ему переходом от одной стороны максимума к другой ретроградное поведение в критической области меняется от изменения, соответствующего диаграмме на фиг. 8, *а*, до изменения по фиг. 8, *с* или же наоборот.

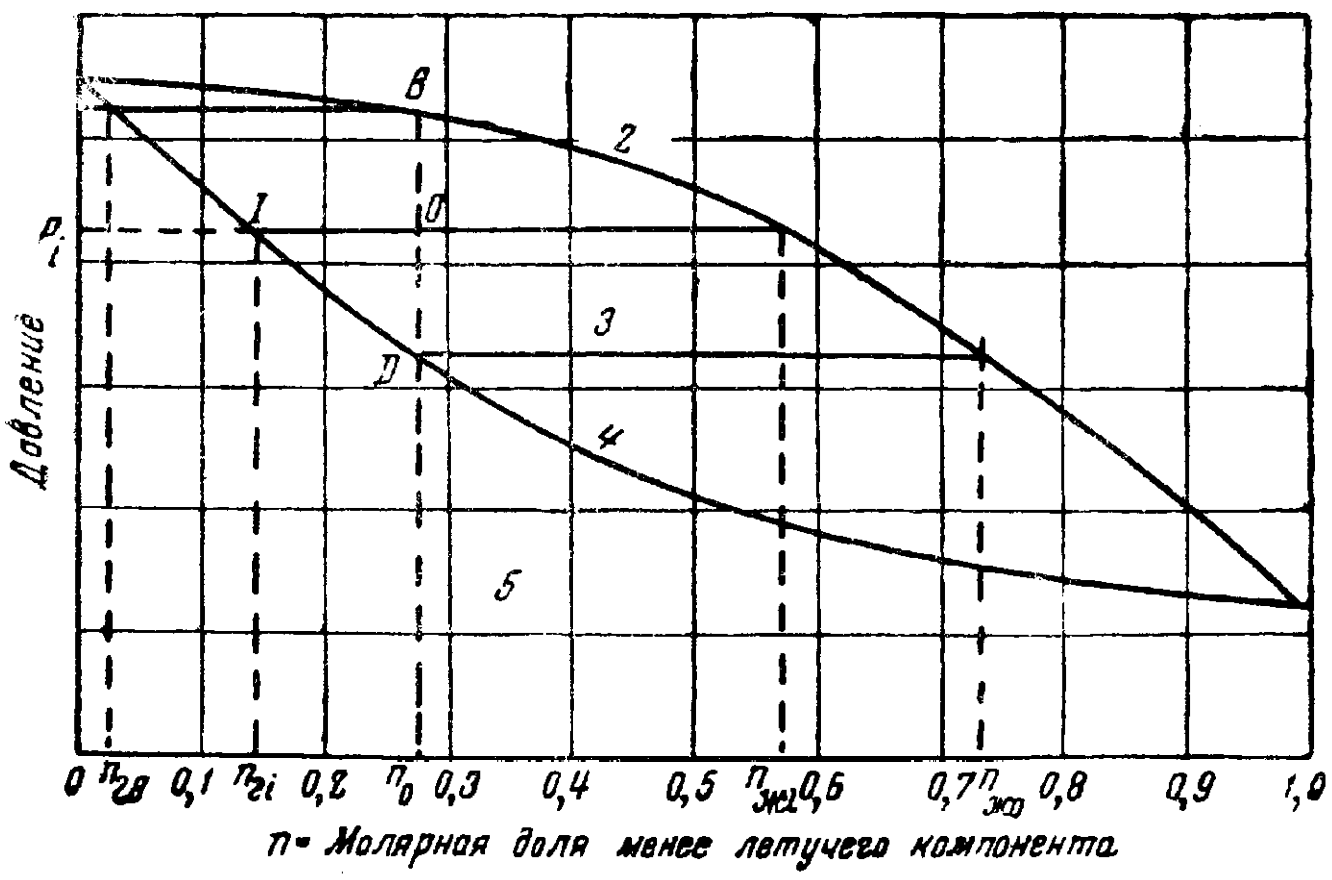
На фиг. 17 дан способ прослеживания за влиянием изменения состава бинарной системы на граничные свойства, а также изменения давления или температуры в бинарной системе неиз-

менного состава на индивидуальные фазы. На диаграмме приведена зависимость между давлением точки парообразования



Фиг. 16. Критические траектории для ряда бинарных углеводородных систем.

1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — *н*-бутан; *5* — *н*-пентан; *6* — *н*-гексан; *7* — *н*-гептан; *8* — циклогексан.



Фиг. 17. Фазовая диаграмма зависимости „давление — состав" с граничными кривыми для бинарной системы.

1 — жидкость; *2* — точка парообразования; *3* — двухфазная область; *4* — точка конденсации; *5* — газ.

и точки конденсации и составом смеси при неизменной температуре. Конечные точки отрезков постоянного давления на этих кривых представляют составы сосуществующих газовой и жидкой

фаз [1]. Когда бинарная система, определяемая составом n_0, находится в точке конденсации D, жидкая фаза, конденсирующаяся при увеличении давления, имеет состав $n_{жо}$. При давлении, например, P_i, промежуточном для точки парообразования и точки конденсации и для первоначального состава смеси, содержание газовой фазы дается как $n_{г\,i}$, а содержание жидкой фазы как $n_{жi}$. Оба содержания ниже соответствующих значений на точке конденсации. Наконец, когда достигнута точка кипения B, жидкость обладает концентрацией $n_ж$, а газ (последние следы) — $n_{г\,B}$. Эта последовательность изменений состава с повышением давления означает, что газовая и жидкая фазы обогащаются более летучим компонентом при переходе ст точки конденсации к точке парообразования.

Можно легко представить влияние изменения общего состава, если вообразить, что точка конденсации или точка парообразования D или B скользит вдоль своей кривой. Тогда, как и следует ожидать, концентрация n менее летучего компонента возрастает во всей системе в целом и в обеих фазах. По мере того как резко увеличивается концентрация любого из компонентов по сравнению с другим, разрыв в составе обеих фаз стремится к уменьшению. Отметим, что из диаграммы фиг. 17 можно легко определить относительное количество газовой и жидкой фаз. Простым примером покажем, что молярная доля всей системы в жидкой фазе при давлении P_i выражена

$$L = \frac{n_0 - n_{г\,i}}{n_{ж\,i} - n_{г\,i}} = \frac{OI}{IJ}. \qquad (1)$$

Аналогично молярная доля в газовой фазе

$$G = \frac{n_{ж\,i} - n_0}{n_{ж\,i} - n_{г\,i}} = \frac{OJ}{IJ}, \qquad (2)$$

так что

$$\frac{L}{G} = \frac{OI}{OJ}. \qquad (3)$$

На фиг. 18 приведено влияние состава смеси на концентрацию отдельно газовой и жидкой фаз изобарической диаграммой зависимости «температура — концентрация». На этой фигуре переменная концентрация относится к менее летучему компоненту. Здесь концентрации сосуществующих газовой и жидкой фаз также даны посредством конечных точек; на кривых точки конденсации и точки парообразования по стрезкам постоянной температуры видно, что с повышением температуры и испарением системы газовая и жидкая фазы обогащаются менее летучим компонентом.

---

[1] То же справедливо для пересечения кривых точек конденсации и точек парообразования на диаграммах зависимости $p - T$ (фиг. 13).

Относительные величины концентрации газовой и жидкой фаз при любой температуре между точкой конденсации и точкой парообразования выражены формулой аналогично фиг. 17.

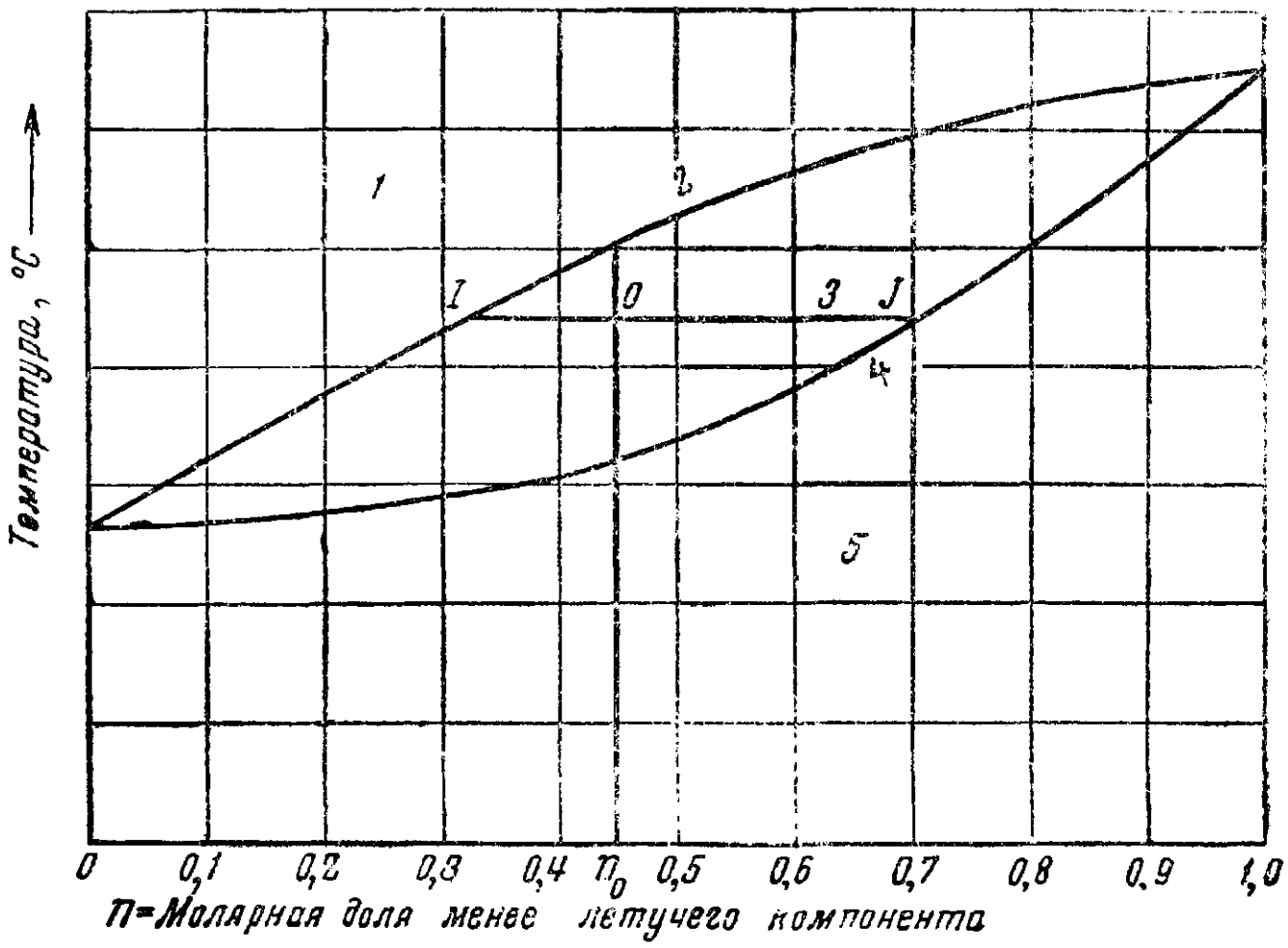
Так:

$$L = \frac{OI}{IJ}\ ; \quad G = \frac{OJ}{IJ} \tag{4}$$

и

$$\frac{L}{G} = \frac{OI}{OJ}\ . \tag{5}$$

Из фиг. 18 и 17 следует, что концентрации сосуществующих фаз при любых давлении и температуре, как указано точками *I*



Фиг. 18. Фазовая диаграмма зависимости „температура — конденсация" с граничными кривыми для бинарной системы.

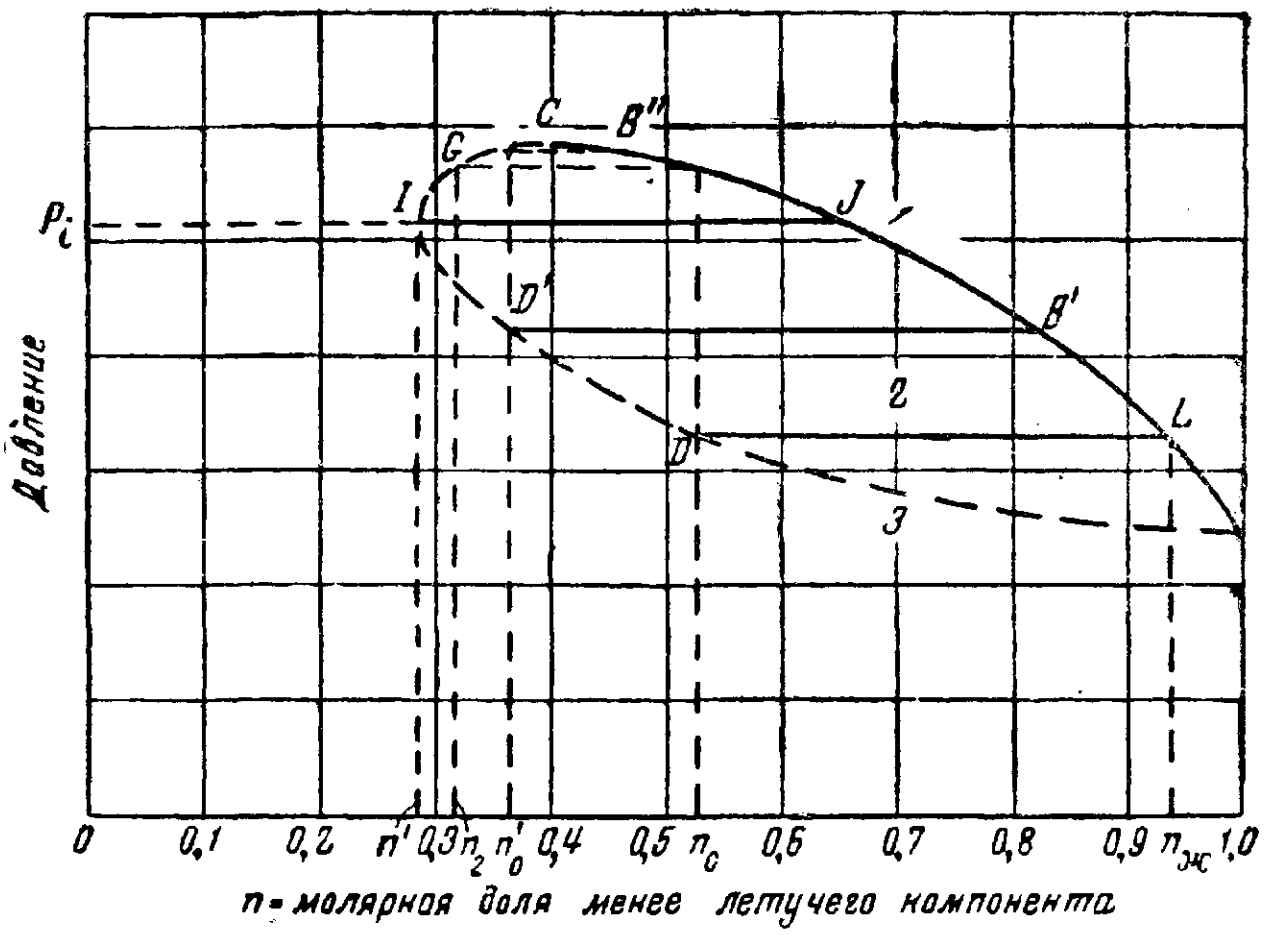
1 — газ; *2* — точка конденсации; *3* — двухфазная область; *4* — точка парообразования; *5* — жидкость.

и *J*, не зависят от относительных содержаний обоих компонентов в бинарной системе в целом, пока давление и температура общего состава не выходят за пределы граничных кривых. Общий состав, разумеется, регулирует относительные содержания газовой и жидкой фаз. Фактически в указанных пределах состав смеси в целом может произвольно меняться путем изменения объемов отдельных фаз, причем их индивидуальные содержания поддерживаются неизменными в соответствии с заданными значениями давления и температуры.

Диаграммы на фиг. 17 и 18 охватывали весь интервал концентраций. Ясно, что они относятся к давлениям и температурам ниже критических значений для обоих компонентов. Если же это условие не выдерживается, то диаграммы не могут включать всего диапазона концентраций. Так, для температур, лежа-

щих внутри критических температур обоих компонентов, кривая зависимости «давление—концентрация» подобна кривой, указанной на фиг. 19. Так как температура на фиг. 19 выше критической температуры легкого компонента, то в области, где $n = 0$, граничные кривые отсутствуют. Пока концентрация более тяжелого компонента не превысит n', двухфазной области для исследуемой смеси и данной температуры не наблюдается.

Для концентраций более тяжелого компонента, превышающих n', смысл диаграммы на фиг. 19 аналогичен фиг. 17. В частности, для системы общего состава n_0 точка конденсации



Фиг. 19. Фазовая диаграмма зависимости „давление — концентрация" с граничными кривыми для бинарной системы при температуре, лежащей в интервале между критическими температурами компонентов.

1—точка парообразования; *2*—двухфазная область; *3*—точка конденсации.

находится в D, а точка парообразования в B. Содержание жидкой фазы меняется от $n_ж$ до n_0, причем количество более тяжелого компонента непрерывно уменьшается с увеличением давления. Для газовой фазы уменьшение концентрации тяжелого компонента происходит лишь до $n'(P_i)$, а затем наступает рост концентрации до $n_г$ в точке парообразования.

Смесь с общим составом n_0' и начальной точкой конденсации D' показывает совершенно отличное поведение: повышение давления до P_i сопровождается нормальной конденсацией с возрастанием молярной концентрации в жидкой фазе. Так как давление продолжает возрастать, то достигается точка, где количество жидкой фазы начинает сокращаться и, наконец, она полностью исчезает по достижении второй точки конденсации D''. Остающаяся жидкая фаза в B'' содержит меньше тяжелого ком-

понента по сравнению с жидкой фазой в B', хотя его все же больше, чем по всей системе в целом. Переход от D' до D'' представляет изотермическую ретроградную конденсацию, уже рассмотренную при изучении диаграмм зависимости p—T. Диаграмма зависимости состава от температуры дает аналогичный качественный анализ. Для получения основных термодинамических данных можно использовать изотермические и изобарические диаграммы зависимости объема от состава. Однако все эти диаграммы по существу одинаковы, и ими вполне можно пользоваться для пояснения важных термодинамических свойств бинарных систем.

2.7. Многокомпонентные системы. Общие характеристики.

Новые качественные свойства, возникающие при переходе от бинарных смесей к сложным многокомпонентным системам, встречающимся при нефтедобыче, немногочисленны [1]. Количественное описание таких многокомпонентных систем требует значительного развития более простых методов, применяющихся к бинарным смесям. Первой задачей является уточнение и определение данной углеводородной системы. Это связано с практическим ограничением анализа или разложения сложных углеводородных смесей на составные компоненты. Проведение таких анализов до физически возможного предела часто невыполнимо. Поэтому необходимо воспользоваться эмпирическими приближениями и представлениями.

Состав газовой или жидкой фазы можно выразить в весовых или мольных концентрациях индивидуальных углеводородных компонентов. Для практических целей ограничиваются пентанами, гексанами или гептанами, хотя для особых целей фракционирование производится до октанов и нонанов. Для жидкостей остаток от последнего выделенного углеводорода обычно характеризуется одним параметром; например, его средним молекулярным весом. При умеренных давлениях и температурах газовая фаза обычно содержит так мало тяжелых углеводородов, что их можно обобщить с остатком после произведенного фракционирования. Они обозначаются в этом случае: «пентаны и более тяжелые»; «гептаны и более тяжелые» и т. д.

Когда углеводородная система находится полностью в газовой фазе под давлением и при температуре, не слишком близким к критическим значениям, то зависимость «давление—объем» может быть описана в этом случае коэффициентом отклонения Z при помощи уравнения

$$pv = \frac{ZRT}{\overline{M}}, \qquad (1)$$

---

[1] Наличие двух жидких фаз представляется существенно новым явлением, иногда встречающимся в многокомпонентных системах. Однако подобные системы здесь не будут рассматриваться, так как они еще мало исследованы и, очевидно, возникают в особых условиях.

где v — удельный объем газа, а $\overline{M}$ его средний молекулярный вес; $\overline{M}$ можно подсчитать, исходя из мольной концентрации составляющих газ компонентов:

$$\overline{M} = \sum n_i M_i, \tag{2}$$

где $\overline{M}$ — молекулярный вес i-го компонента; n_i — его мольная концентрация. M можно также непосредственно высчитать из удельного веса d относительно воздуха при 15,5° С и 1 *ат* по формуле

$$\overline{M} = 28{,}97\, d. \tag{3}$$

Z в уравнении (1) можно найти экспериментальным путем. Однако для большинства практических задач достаточно пользоваться эмпирической корреляцией, основанной на так называемых «псевдокритических» константах. Они представляют собой средневзвешенные в соответствии с составом критические константы системы, т. е.

$$p_c = \sum n_i p_{c\,i}; \quad T_c = \sum n_i T_{c\,i}, \tag{4}$$

где $p_{c\,i}$, $T_{c\,i}$ являются критическими давлением и температурой чистого i-го компонента. Тогда по аналогии с общей термодинамической практикой «приведенные» [1] давления p_r и температуры T_r определяются равенствами

$$p_r = \frac{p}{p_c}; \quad T_r = \frac{T}{T_c}. \tag{5}$$

Определив величины p и T_r, значение Z находят из диаграммы на фиг. 20, данные которой находятся в хорошем согласии с непосредственными измерениями.

Приведенная диаграмма представляет откорректированные данные, первоначально полученные для метана.

Если состав газа не известен, можно высчитать псевдокритические константы по дополнительной эмпирической корреляции между этими константами и плотностью газа (фиг. 21).

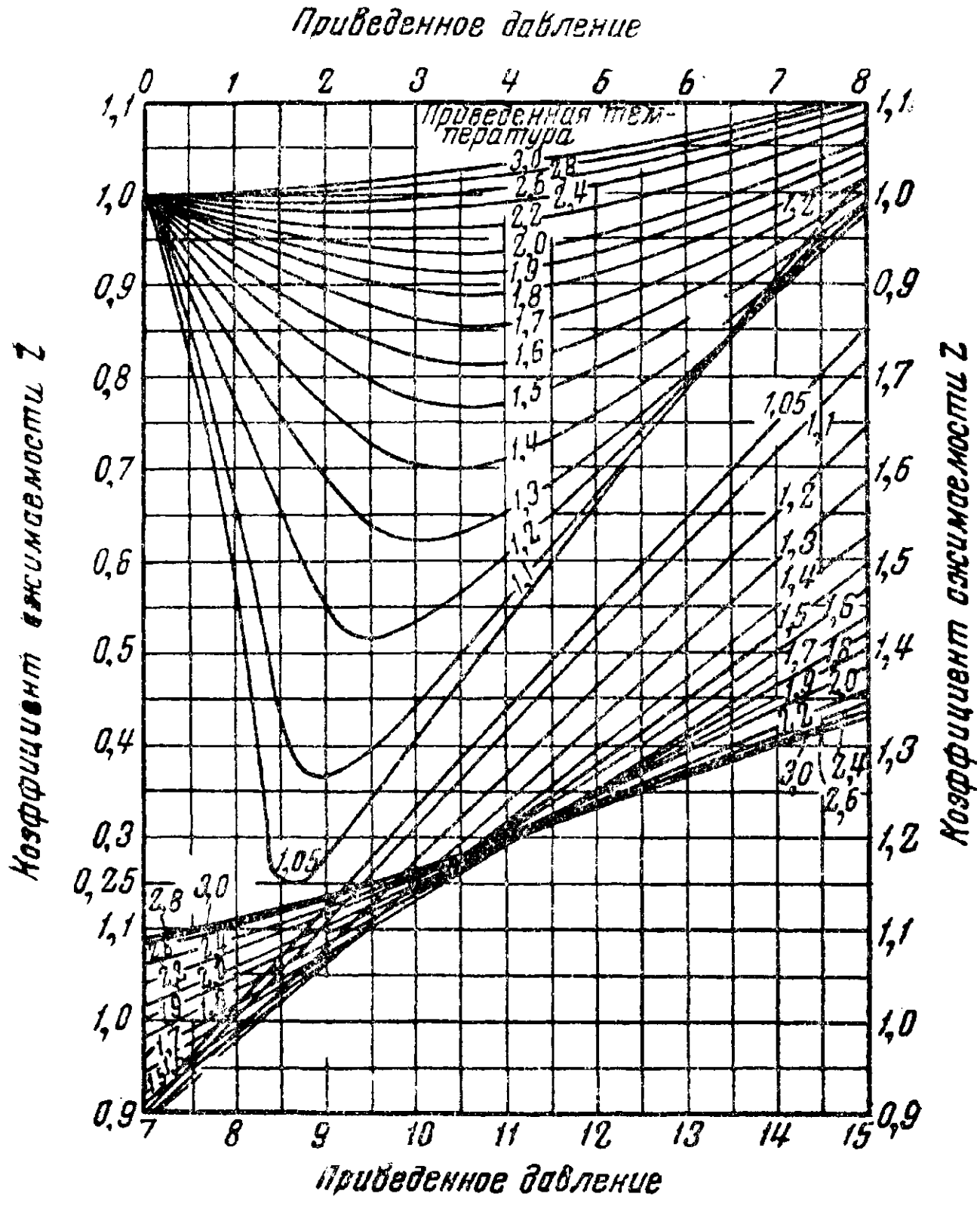
Значения p_r и T_r могут быть тогда вновь рассчитаны при помощи уравнения (5), а значение Z получено из фиг. 20.

В принципе все свойства многокомпонентной жидкой смеси определяются ее составом. Для практических же задач нет простого и удовлетворительного метода, чтобы заранее знать поведение системы в зависимости от ее состава. Поэтому в ряде случаев сами основные свойства характеризуют сложные углеводородные жидкости.

---

[1] Использование «приведенных» давлений и температур представляет собой применение «закона соответствующих состояний».

Наиболее общими параметрами последних являются плотность и средний молекулярный вес, который определяется по криоскопическому методу. Основные свойства углеводородных жидкостей, например, вязкость, коэффициенты теплового расширения и сжимаемости, меняются с изменением этих параметров.



Фиг. 20. Диаграмма коэффициентов сжимаемости для углеводородных газов.

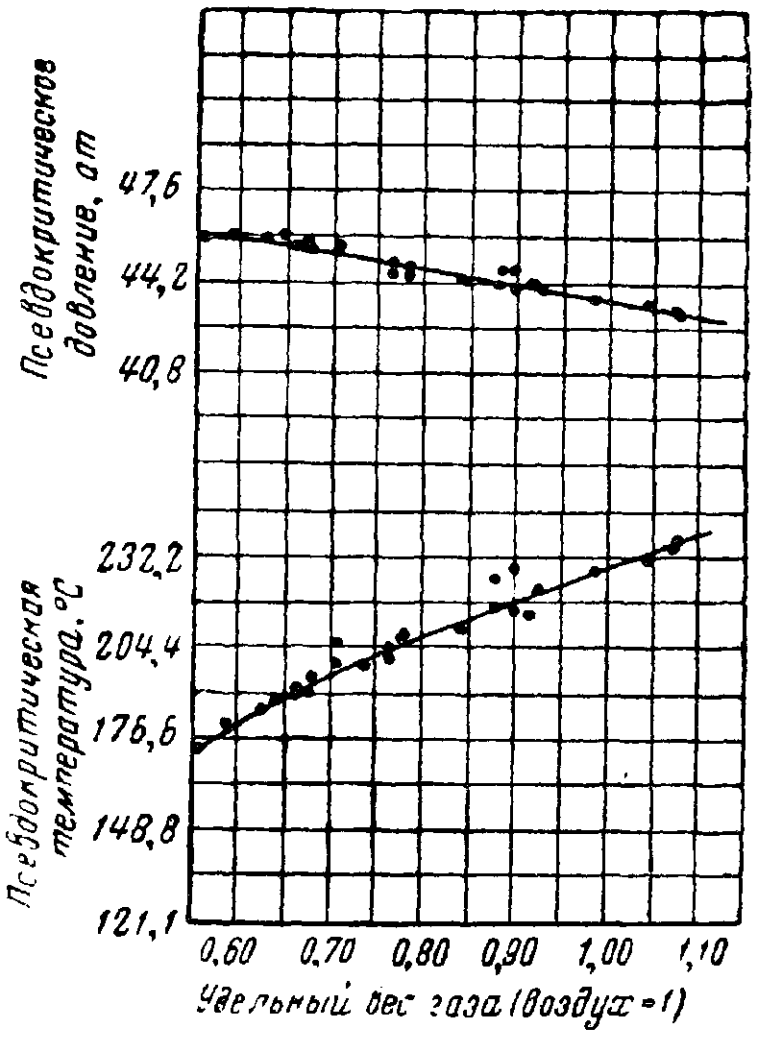
Так, вязкость возрастает, а сжимаемость, коэффициент теплового расширения и растворимость газа понижаются с увеличением плотности и среднего молекулярного веса. Однако количественные характеристики подобных изменений определяются не только этим путем. Воздействие давления и температуры на физические свойства углеводородных жидкостей изменяет их значительнее, чем изменение одной плотности.

При рассмотрении двухфазной области многокомпонентных углеводородных систем общего типа подробное графическое изо-

бражение изменения состава не дает результатов. Однако вполне возможно описать посредством основных свойств многие физические характеристики обычных сырых нефтей и газов и их фазовые изменения. С этой целью сложные системы определяются относительными величинами газовой и жидкой фазы при нормальных давлении и температуре.

Состав фазы можно выразить в процентном соотношении массы газа и нефти или чаще всего единицами объема. Обычно рассматривают «газовый фактор», т. е. объем газа, связанный с добычей единицы объема нефти. Разумеется, в дальнейшем газ и нефть характеризуются по их составу, если он определен [1], или часто только по их плотности.

Однако плотность и удельный вес газа и нефти меняются с повышением температуры и давления; меняется и содержание газа, растворенного в нефти. Не все компоненты газа растворяются в одинаковой степени, а компоненты жидкой фазы переходят в газовую фазу также неодинаково. Хорошо известно, что в обыкновенных углеводородных смесях газа и сырой нефти газ с повышением давления содержит меньше тяжелых компонентов. Но эти осложнения можно и не принимать во внимание за исключением тех случаев, когда составы фаз представляют особый интерес.



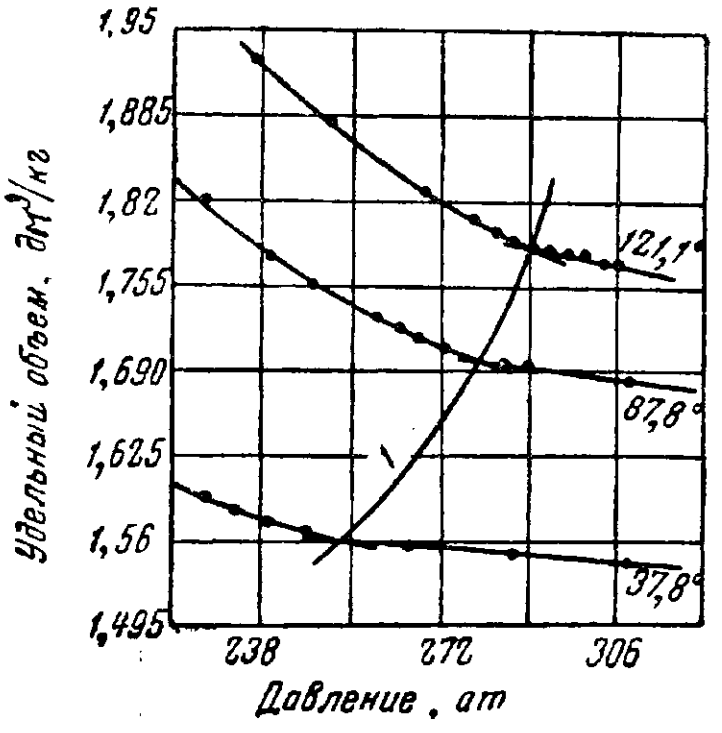
Фиг. 21. Изменение псевдокритических констант с удельным весом газа.

Отдельные важные черты двухфазного изменения сложных углеводородных смесей можно получить лучше всего, рассматривая экспериментальный материал. Из-за трудности получения соответствующих экспериментальных данных интервалы охватываемых переменных обычно ограничиваются наиболее практически интересными и не включают полностью двухфазной области. Большую часть рассматриваемых данных брали на участке кривых точек парообразования. Вследствие высоких точек кипения компонентов сырых нефтей получить удовлетворительные данные о точке конденсации для таких систем невозможно. Так, на фиг. 22 указаны типичные изотермы зависимости объема от давления в районе кривой точки парообразования для смеси газа и нефти удельного веса 0,823.

[1] В этом случае газовый фактор служит также для определения состава сложной системы.

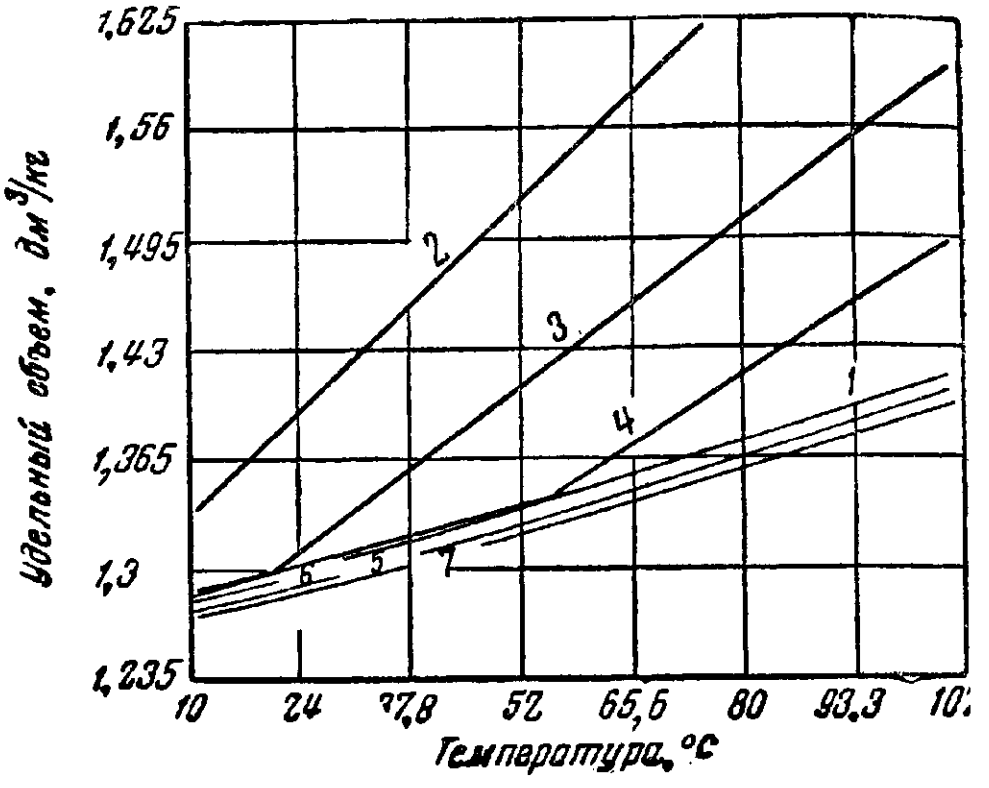
На фиг. 23 показан обычно наблюдаемый тип изобар «объем—температура», которые были получены для сырой нефти уд. веса 0,853 из месторождения Домингуец в Калифорнии и газа в количестве 5,61% по весу от всей массы смеси. Характер этих групп кривых настолько очевиден, что не нуждается в объяснении.

Здесь не рассматривается детально состав газовой и жидкой фаз, меняющийся с изменением давления или температуры. На фиг. 24 указано их общее изменение и дана зависимость плотностей сосуществующих фаз от давления при неизменной темпе-



Фиг. 22. Удельные объемы вблизи точки парообразования для смеси нефти и газа из месторождения Рио-Браво, содержащей 16% по весу сепараторного газа.

1—точка парообразования.



Фиг. 23. Изменение от температуры удельного объема смеси газа и нефти из месторождения Домингуец, содержащей 5,61% по весу газа.

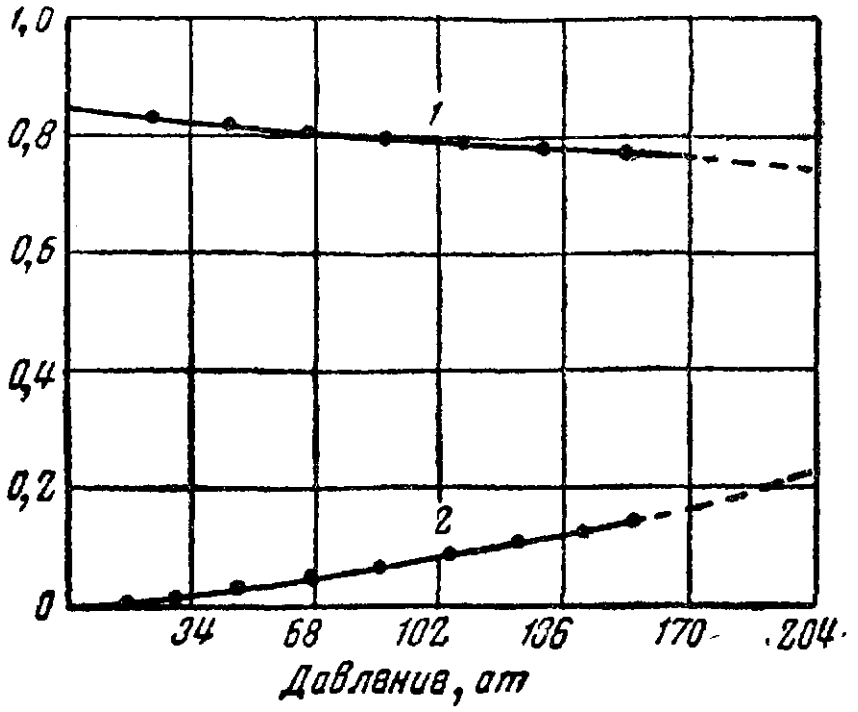
1—точка парообразования жидкости; *2*—85 *ат*; *3*—102 *ат*; *4*—119 *ат*; *5*—119 *ат*; *6*—170 *ат*; *7*—204 *ат*.

ратуре для смеси природного газа и сырой нефти. С ростом давления плотность газа увеличивается, а плотность жидкости уменьшается. Первое, очевидно, является непосредственным результатом давления, а второе обусловлено повышением растворимости газа в нефти.

Другой интересной чертой поведения естественных смесей газа и нефти является влияние суммарного состава, давления и температуры на пластовый объем нефти, занятый смесью, которая при стандартных условиях представлена единицей объема. На фиг. 25 даны графики объемных коэффициентов при постоянной температуре и различном давлении, при довольно низких значениях газового фактора для уже упомянутой нефти месторождения Домингуец (фиг. 23).

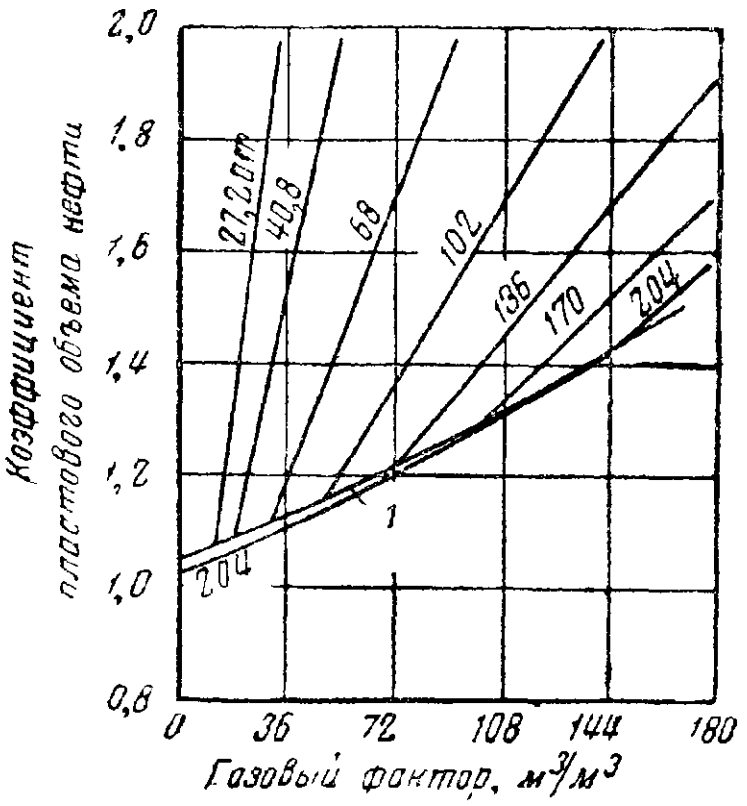
На фиг. 26 показано влияние температуры для той же системы, но при постоянном давлении. Положительный наклон кривой точек парообразования указывает, что непосредственное

тепловое расширение при подъеме температуры более чем уравновешивает усадку, обусловленную падением газового фактора и количества газа в растворе.



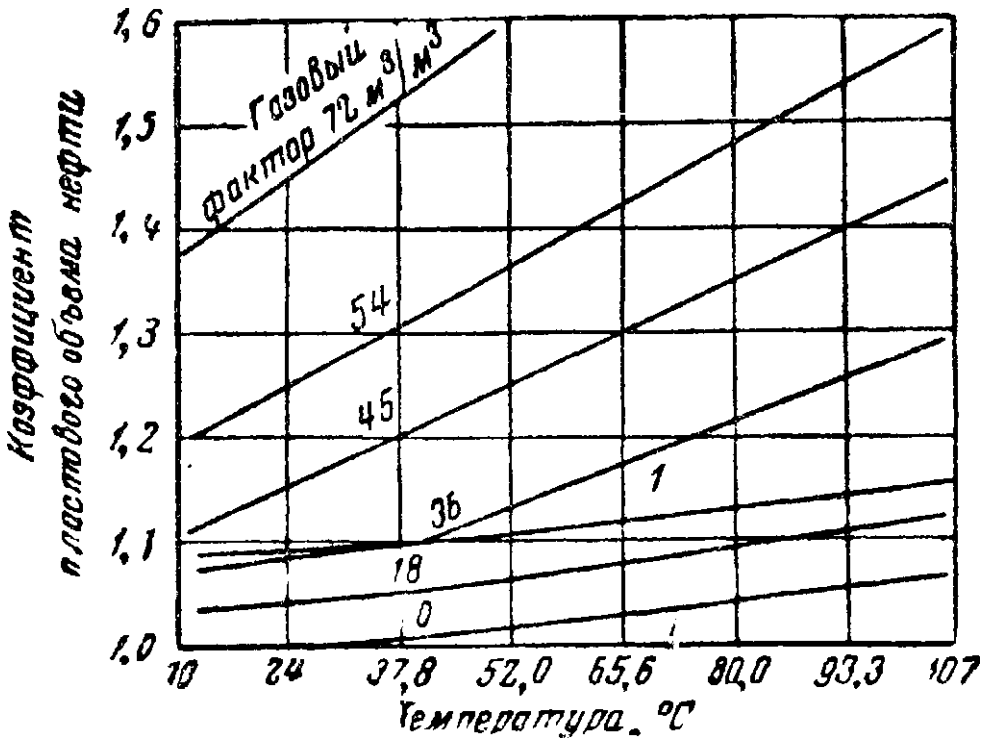
Фиг. 24. Удельные веса сосуществующих фаз в смеси природного газа и сырой нефти при 37,8° С в зависимости от давления.

1 — жидкая фаза; *2* — газовая фаза.



Фиг. 25. Изобары пластового объема для смесей нефти и газа из месторождения Домингуец с низким газовым фактором.

1 — точка парообразования жидкости.

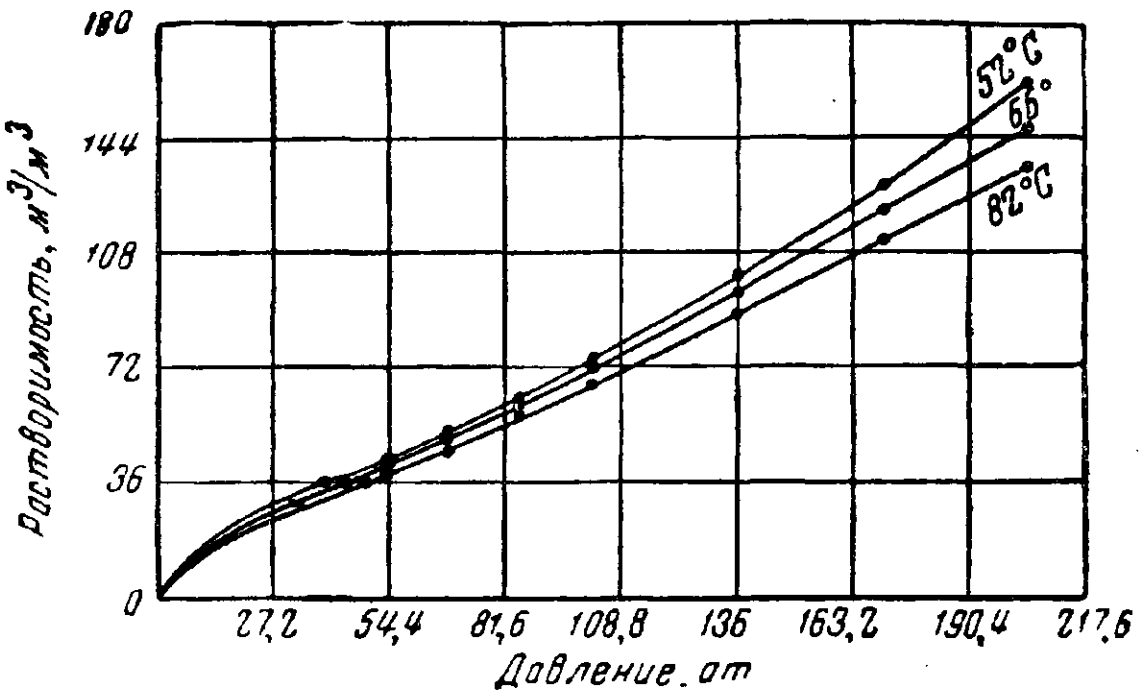


Фиг. 26. Влияние температуры на пластовый объем смеси нефти и газа из месторождения Домингуец с низким газовым фактором и при давлении 68 *ат* (температура в °С).

1 — точка парообразования жидкости.

На фиг. 27 приведены кривые изменения количества газа в растворе от давления и температуры, полученные при опытах с рекомбинированными образцами газа и нефти уд. веса 0,856

из месторождения Ок Кенион в Калифорнии. Растворимость уменьшается с ростом температуры, а при повышенных давлениях заметна кривизна, направленная кверху. Необходимо обратить внимание на начальный крутой подъем кривой растворимости.



Фиг. 27. Кривые растворимости газа в зависимости от давления для газонефтяных смесей из месторождения Ок-Кенион.

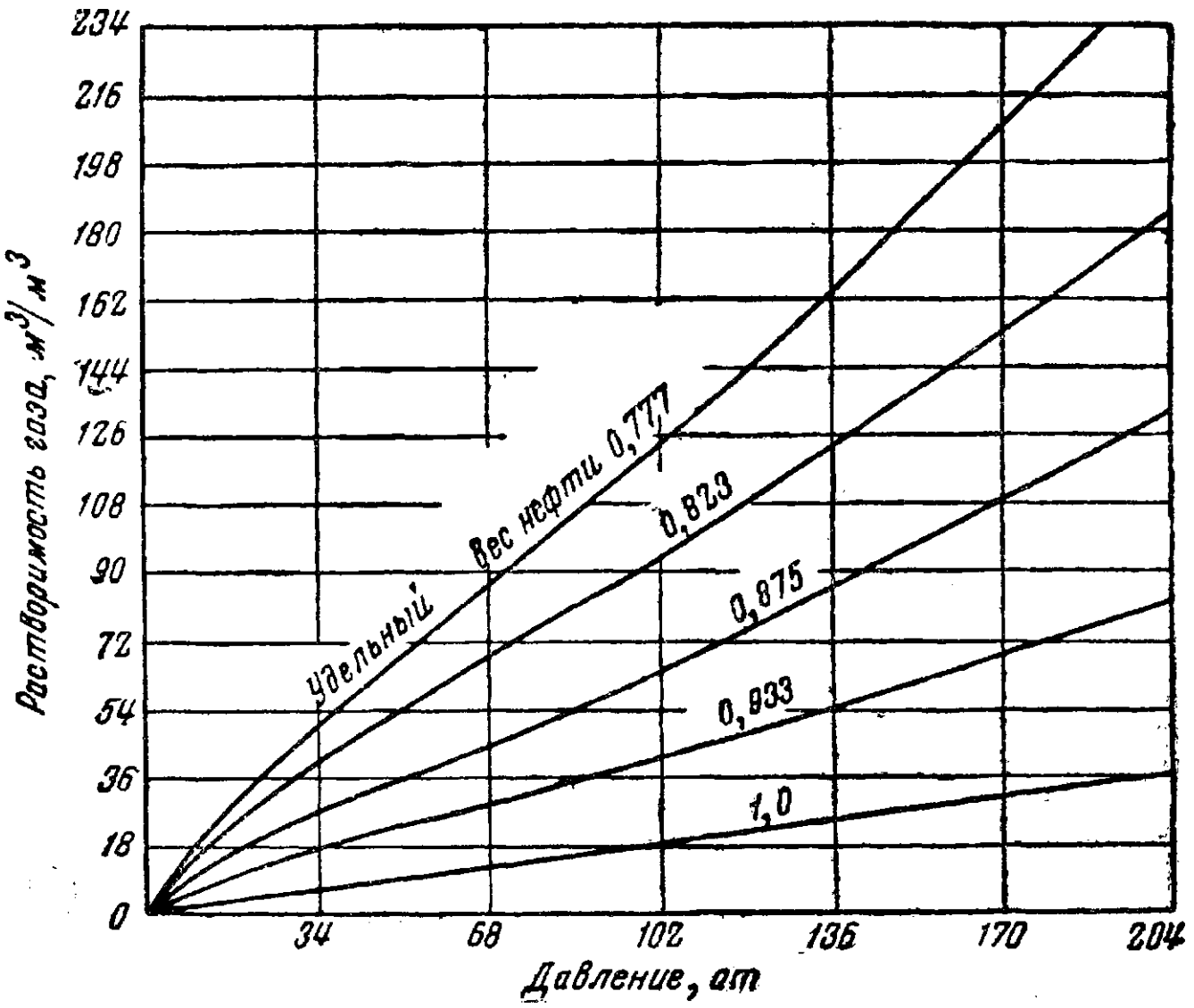
На этих примерах видны специфические черты общего поведения смесей газа и нефти. Приведенные данные взяты с разных месторождений и они показывают, что качественные характеристики одинаковы для всех многокомпонентных углеводородных систем, состоящих из природных газов и сырых нефтей. Количественно же объемные свойства газонефтяных смесей меняются с природой сырой нефти и газа.

2.8. Объемное изменение газонефтяных систем. Графики последнего раздела были получены из экспериментов с естественными газонефтяными системами. Количественное определение подобных данных требует сложного оборудования, тщательного и длительного эксперимента. Большая часть опубликованных материалов по фазовому изменению газонефтяных смесей была получена на опытах с рекомбинацией газовых и нефтяных образцов, взятых из газонефтяных трапов, а также в результате изучения объемного и фазового изменения в зависимости от давления, температуры или состава (газовый фактор).

Значительная часть данных по растворимости природных газов в связанных с ними сырых нефтях, а также о пластовых объемах жидкости на точке парообразования при температурах подземных резервуаров была получена путем анализа образцов с забоя скважин, добытых соответствующими пробоотборниками, специально сконструированными для этой цели. Последний метод в настоящее время хорошо разработан. Однако часто

необходимо произвести оценку поведения жидкости, когда отсутствует возможность производства такого анализа ввиду отсутствия пробоотборников.

Чтобы найти поведение фазы сухого газа, достаточно применить метод, описанный в разд. 2.7. Для жидкой фазы надо пользоваться эмпирической корреляцией, разработанной на основе опытных данных, полученных из опытов над естественными системами «газ—сырая нефть». Когда известны давление насыщения и плотность сырой нефти, оценку растворимости газа



Фиг. 28. Приближенное изменение растворимости природного газа в сырой нефти при пластовой температуре в зависимости от давления.

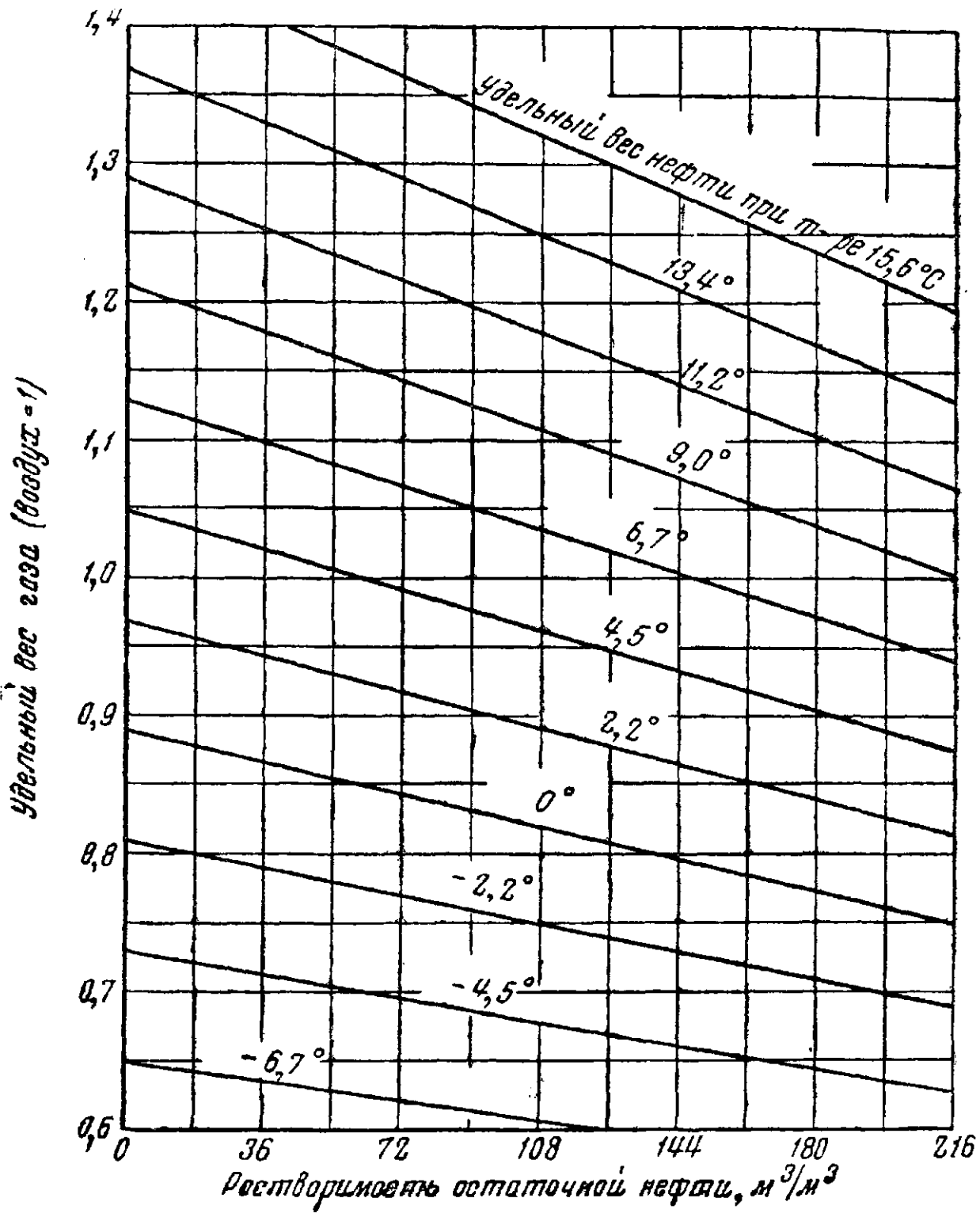
можно произвести по кривым фиг. 28, показывающим начальный подъем растворимости при низких давлениях[1]. Эти кривые могут дать ошибку примерно в 25%, так как в них не учитываются плотность газа, температура пласта и характеристика сырой нефти. Все же они показывают правильный порядок величины изменения растворимости с давлением, а также с плотностью нефти.

Если растворимость газа известна или же приблизительно оценена, то плотность газа, освобожденного из раствора в сы-

[1] Начальное резкое возрастание растворимости представляет собой обычное явление, но оно отсутствует при исключительно высокой концентрации метана в газе (>95%), что наблюдалось на некоторых месторождениях в Миссисипи.

рых нефтях различной плотности, может быть высчитана из кривых на фиг. 29. Эти кривые можно получить из корреляции данных по образцам естественного газа и сырой нефти.

Если известна растворимость газа, усадка нефти после выделения газа из раствора может быть высчитана по кривой на фиг. 30 с вероятной ошибкой около 15%.



Фиг. 29. Корреляционная диаграмма зависимости между уд. весом газа, растворимостью и уд. весом сырой нефти.

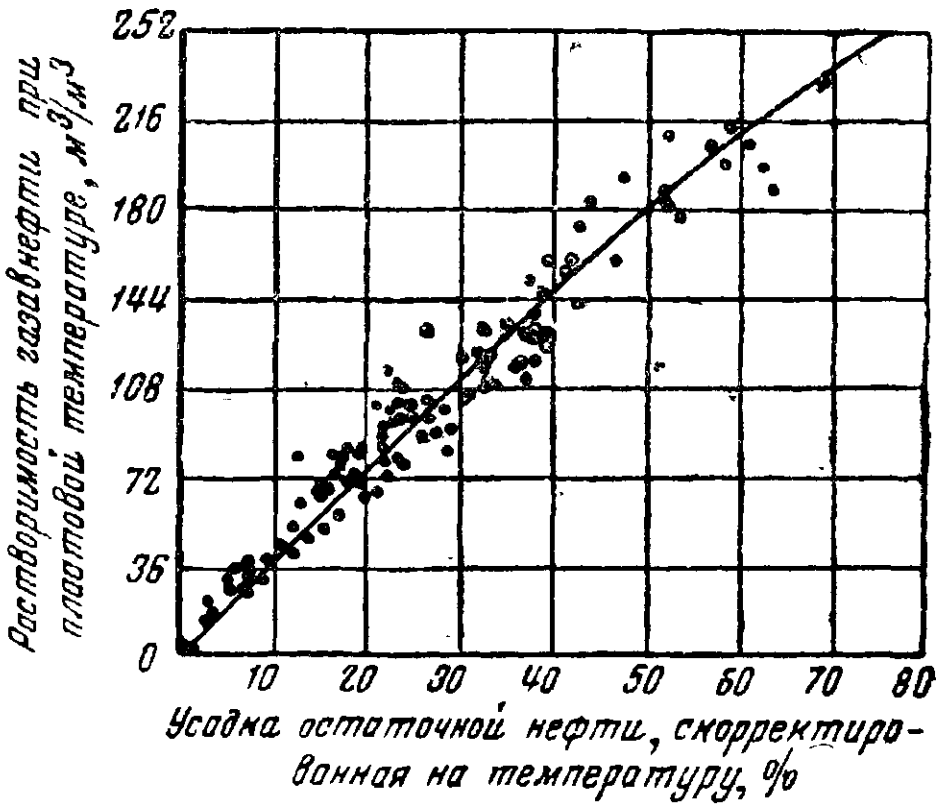
Усадка (фиг. 30) представляет собой избыточный объем жидкости в процентах на точке насыщения при температуре и давлении пласта по сравнению с объемом нефти на поверхности при 15,5° С [1].

---

[1] Обычно применяется термин «коэффициент усадки» — это отношение объема нефти на поверхности к объему нефти в пластовых условиях на точке насыщения и отсюда он равен обратной величине коэффициента пластового объема нефти.

На фиг. 30 учтена усадка снижения температуры нефти от температуры пласта до 15,5° согласно кривым фиг. 31. На фиг. 31 указан также рост теплового расширения нефти с увеличением плотности последней.

Когда известны плотности газа и сырой нефти, растворимость газа, пластовые температура и давление, усадка нефти может быть вычислена следующим путем и с вероятной ошибкой около 5%. Видимая плотность растворенного газа при 15,5° С и 1 *ат* определяется из приближенных эмпирических корреляционных кривых на фиг. 32. Общий вес растворенного газа в единице объема сырой нефти, разделенный на видимую ее плотность, дает на единицу объема нефти, взятой с поверхности, дополнительный объем растворенного газа. Общий вес газа и нефти, деленный на их общий объем, дает плотность; эта плотность, отнесенная к 15,5° С и 1 *ат*, корректируется до пластового давления при помощи фиг. 33 и до пластовой температуры в соответствии с фиг. 34. Деление исправленной плотности на общий вес газа и нефти дает исправленный объем на точке насыщения, а излишек этого объема в процентах по отношению к единице объема есть вычисленная усадка.



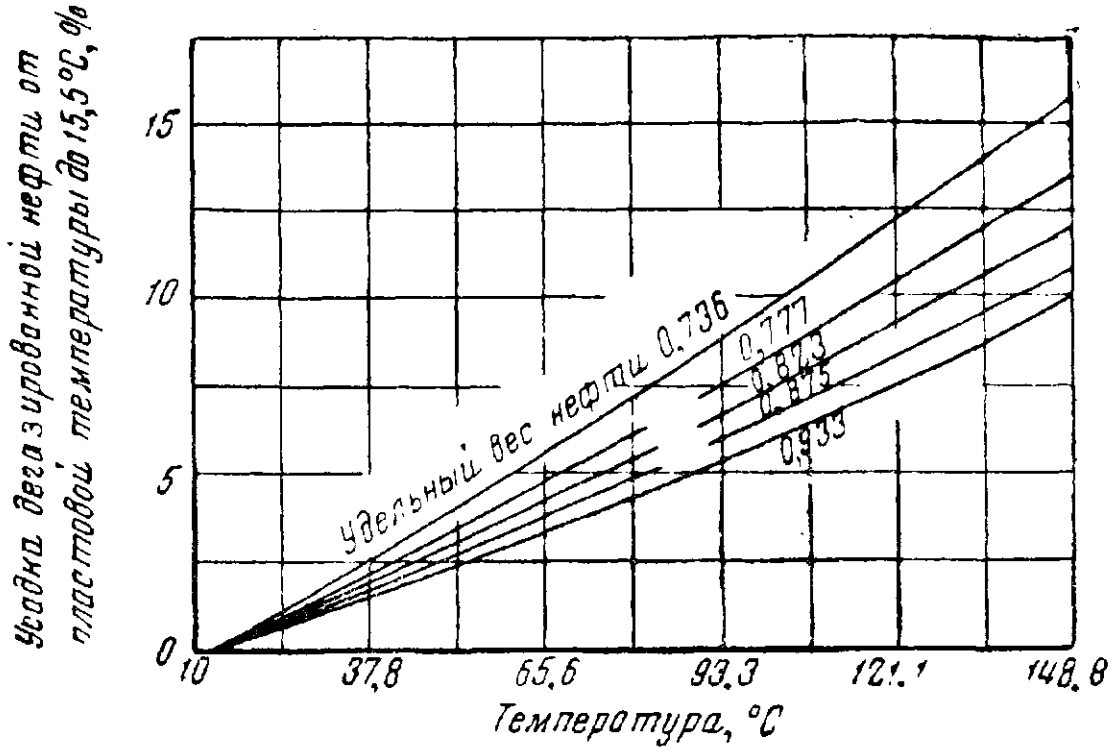
Фиг. 30. Экспериментальная зависимость между растворимостью газа и усадкой сырой нефти, скорректированная на температуру остаточной нефти.

Если известен, помимо этих данных, анализ газа, то усадка нефти может быть вычислена еще более точно. Для этого складываются отдельно видимые объемы жидкой фазы индивидуальных компонентов газа и получают объем сложной жидкой фазы растворенного газа. Плотности всех составляющих углеводородов тяжелее этана принимаются как нормальные плотности [1] чистых компонентов при 15,5° С и их упругости пара, т. е. 0,5; 0,58 и 0,63 *г/см*³ для пропана, бутанов и пентанов; плотность для гексанов и более тяжелых компонентов соответствует плотности остатка.

---

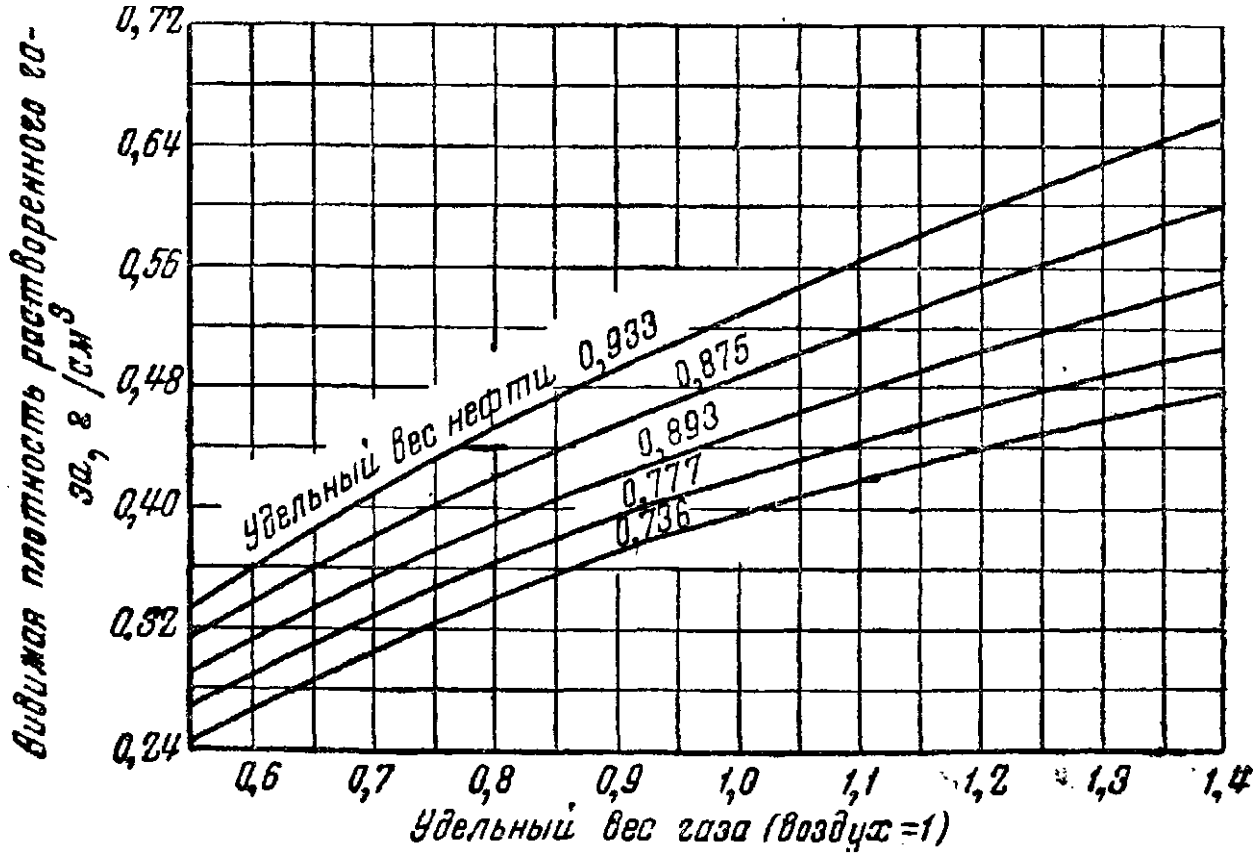
[1] Эти значения плотности, которые будут встречаться и дальше, являются скорее средними от обычно используемых величин, а не точно установленными константами. Дальнейшие вычисления являются в сущности приближенными; нельзя считать, что они соответствуют полностью развернутым интервалам перечисленных количественных определений.

Эффективные плотности этана и метана определяются из следующего: видимую плотность этана получают из суммарных объема и веса компонентов тяжелее этана. Затем высчитывают



Фиг. 31. Усадка дегазированных нефтей, связанная с изменением температуры.

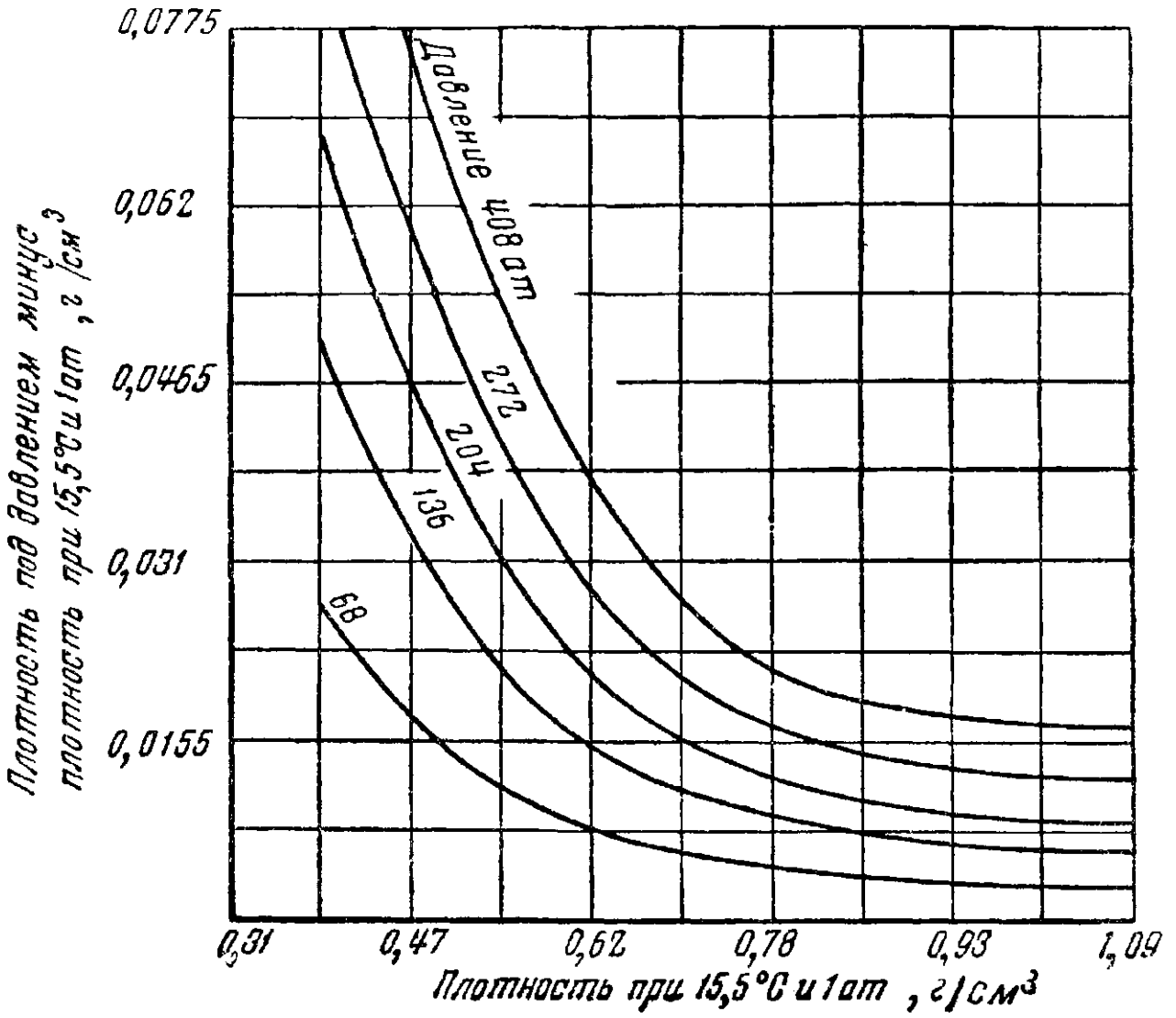
процент этана по весу в жидкой фазе, состоящей из этана плюс более тяжелая часть, и на основании группы кривых в правой части фиг. 35 определяют видимую плотность этана. Анало-



Фиг. 32. Видимая плотность природного газа, растворенного в сырой нефти.

гично высчитывают видимую плотность этана и более тяжелых компонентов вместе с весом в процентах метана во всей системе. Из группы кривых в левой части фиг. 35 выводят кажущуюся плотность метана. Определив последнюю, можно

высчитать суммарный объем, занятый жидкой фазой, включая и растворенный газ, а также ее плотность. Согласно фиг. 33 и 34 вводят поправку на пластовые давление и температуру и получают конечную плотность жидкости в пластовых условиях. Переводя ее значение в объем жидкой фазы, получают коэффициент пластового объема жидкости и усадку.



Фиг. 33. Изменение плотности сырых нефтей с давлением.

В качестве примера описанной довольно сложной процедуры подсчитаем усадку для следующего гипотетического образца углеводородной жидкости.

Выделившийся газ, $м^3/м^3$	126,0
Плотность сырой нефти, $г/см^3$	0,848
Пластовая температура, °С	65,6
Пластовое давление (насыщение), *ат*	170
Газовый анализ, % моли:	
метан	75
этан	10
пропан	6
бутаны	6
пентаны	2
гексаны плюс остальное	1

Вычисление усадки сведено в табл. 2.

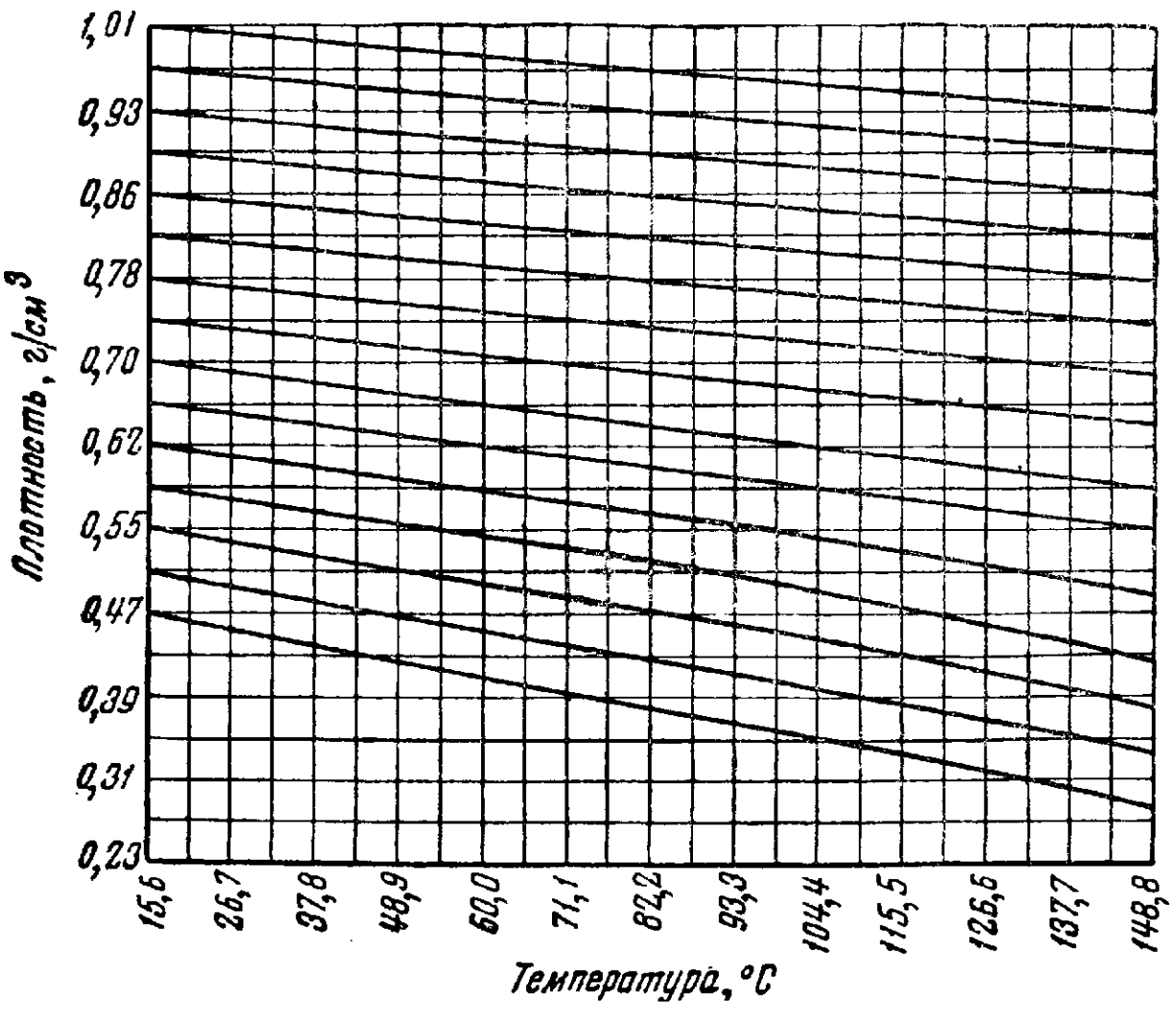
Вес этана в процентах относительно этана плюс остальные фракции равен 1,74. Отсюда кажущаяся плотность этана на фиг. 35 будет 0,505 $г/см^3$, как это указано в табл. 2. Плотность этана плюс остальные фракции составляет 0,891 $г/см^3$, а вес метана в процентах в общем равняется 6,51. Фиг. 35 показывает,

Таблица 2

Вычисление усадки

Компоненты	$м^3/м^3$	Молекулярный вес	Вес, *кг*	Плотность в жидкой фазе, $г/см^3$	Объем жидкой фазы, $дм^3$
Метан	94,13	16	9,75	0,34	29,6
Этан	12,7	30	2,44	0,505	5,0
Пропан	7,62	44	2,15	0,509	4,4
Бутаны	7,62	58	2,83	0,58	5,1
Пентаны	2,54	72	1,17	0,627	2,0
Гексаны + ...	1,27	90	0,73	0,674	1,1
Сырая нефть	1,02	—	130,76	0,848	159,0
Итого	—	—	149,83	0,749	206,2
Пропан + остальное .	—	—	137,64	0,828	171,28
Этан + остальное . . .	—	—	140,08	0,819	176,26

что кажущаяся плотность метана 0,340 $г/см^3$. После включения этого значения в графу плотности объем метана получается 29,6 $дм^3$. Тогда суммарный объем системы будет 206,2 $дм^3$ соот-

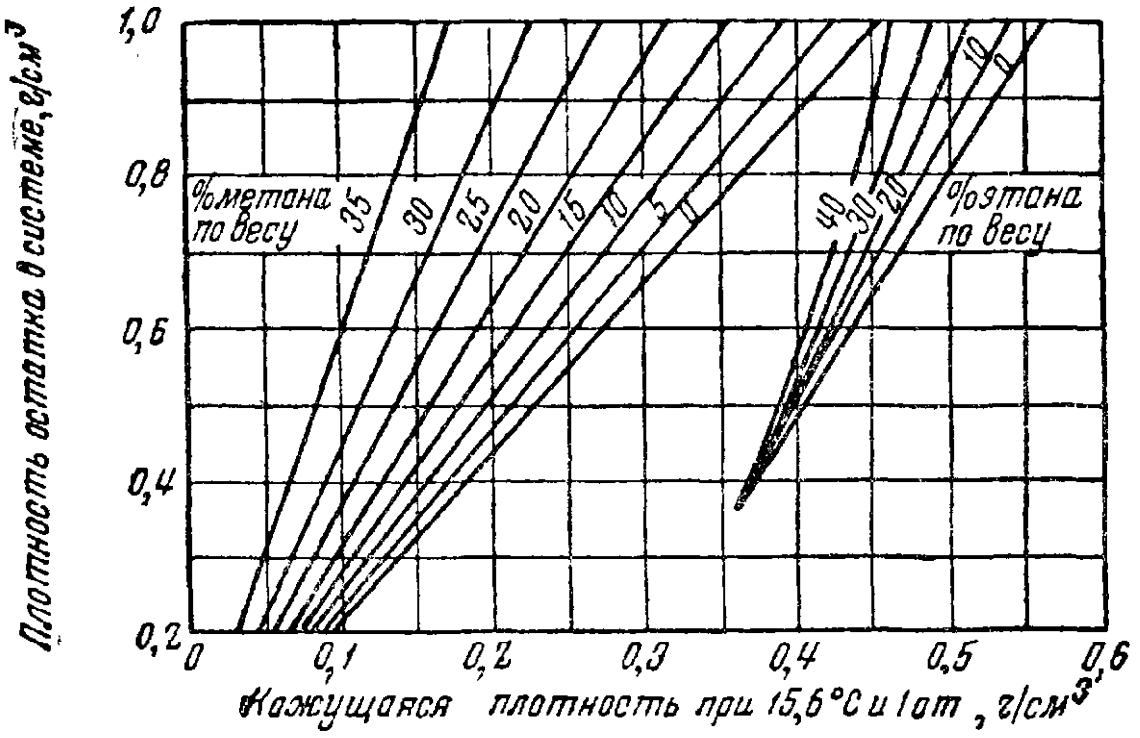


Фиг. 34. Изменение плотности сырых нефтей с температурой.

ветственно плотности при 15,5° С и 1 *ат* — 0,749 $г/см^3$. Корректируя по фиг. 33 на пластовое давление, получаем плотность 0,7624 $г/см^3$, а затем по фиг. 34 находим конечную плотность

при пластовой температуре 0,7264 *г/см*³. Суммарный объем, занятый 149,83 *кг* пластовой жидкости, составит 212,54 *дм*³, что дает излишек 53,54 *дм*³ по сравнению с объемом сырой нефти 159 *дм*³. Таким образом, усадка окончательно будет (53,54 × × 100)/159 ≅ 33,7%.

Так как избыточный объем 47,2 *дм*³ при атмосферном давлении и температуре весит 19,1 *кг*, то растворенный газ обладает кажущейся плотностью 0,418 *г/см*³, которую можно сравнить со значением плотности 0,427 *г/см*³, изображенным на фиг. 32, для газа уд. веса 0,810, что соответствует приведенному выше составу. Необходимо отметить, что если была бы указана плотность газа, а не его состав, было бы использовано непосредственно это значение плотности в проделанных вычислениях.



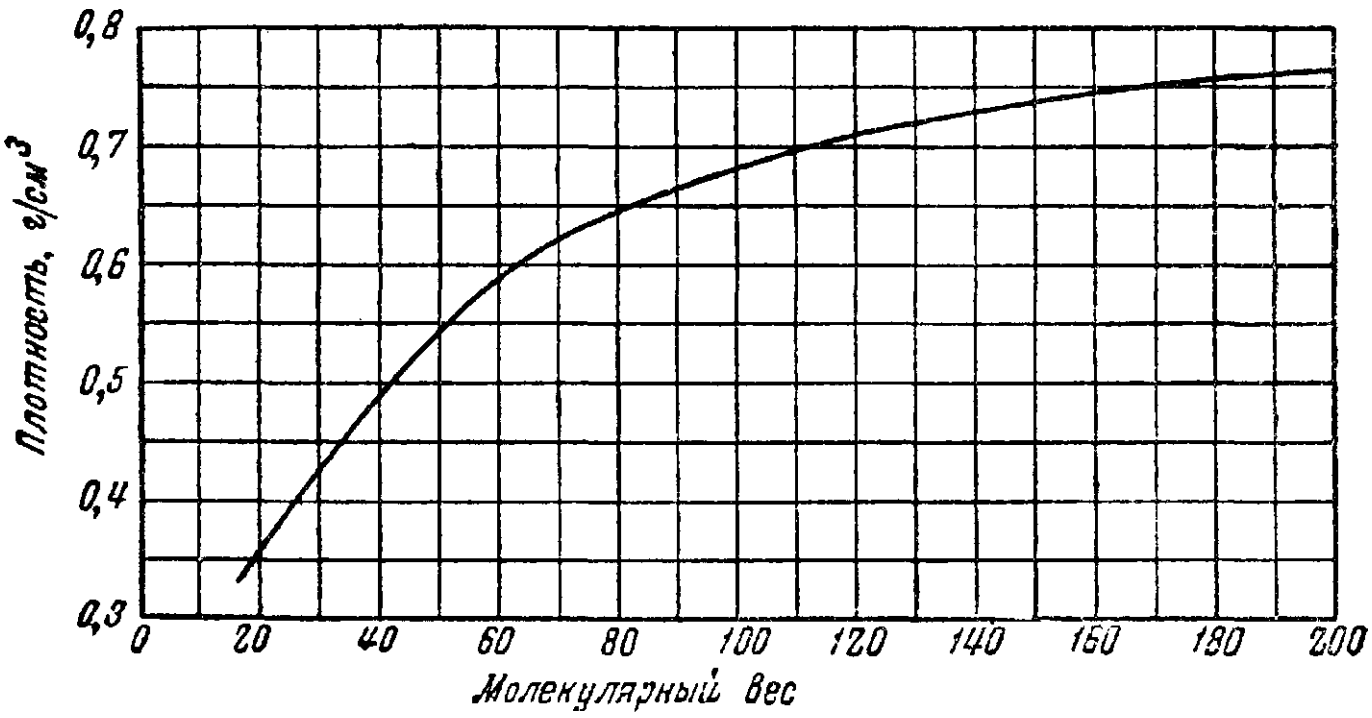
Фиг. 35. Кажущаяся плотность метана и этана в жидкой фазе.

Тогда объем, занятый растворенным газом, был бы 48 *дм*³, а суммарный объем газа и нефти при 15,5° С и атмосферном давлении соответственно 206,9 *дм*³. Эквивалентная суммарная плотность была бы 0,746 *г/см*³. Исправленная по фиг. 33 на пластовое давление плотность была бы 0,758 *г/см*³, а при пластовой температуре — 0,725 *г/см*³. Эти значения надлежит сравнить с 0,749; 0,7624 и 0,7264 *г/см*³, полученными ранее путем определения кажущейся плотности газа, исходя из детального анализа состава. Исправленная плотность пластовой жидкости 0,725 *г/см*³ предполагает объем 213,0 *дм*³, или излишек 54,00 *дм*³ сверх 159 *дм*³ сырой нефти, взятой с поверхности. Отсюда усадка будет (54,0 × 100)/159 = 34,0% по сравнению с 33,7%, полученными выше.

Выбор первичных данных для приведенных примеров был чисто произвольным. Поэтому выводы не вполне согласуются с фиг. 28 и 29, дающими зависимость растворимости от давления насыщения, а также растворимости от плотности газа. Однако

корреляционная кривая на фиг. 30, дающая зависимость усадки от растворимости, показывает значение 34,0% почти в точном соответствии с величиной ее, полученной подробными вычислениями.

Плотность остаточной или дегазированной нефти при атмосферном давлении может быть легко измерена обычными методами. Все же бывает необходимо дать оценку плотности смеси, исходя из ее состава. На фиг. 36 дана кривая эффективной плотности парафиновых углеводородов в жидкой фазе как функция от молекулярного веса. Этой кривой можно пользоваться либо путем сложения долей индивидуальных компонентов, либо подсчетом среднего молекулярного веса из состава, а также непосредственным отсчетом плотности состава.



Фиг. 36. Изменение плотностей жидкой фазы при 15,5° С и упругости пара парафиновых углеводородов от молекулярного веса.

Надо отметить, что кривая на фиг. 36 не всегда справедлива. Ее необходимо рассматривать лишь полуколичественно. Она не учитывает природы углеводородной смеси в области высоких молекулярных весов и строго применима лишь к парафиновым составляющим сырых нефтей. Что же касается низких молекулярных весов, то проведенное рассмотрение и фиг. 35 показывают, что эффективные плотности жидкой фазы весьма чувствительны к составу остальной части системы.

Этот чисто эмпирический подход может быть сформулирован более строго и формально с введением понятия «частичный объем». Он определяется как изменение объема фазы, обусловленное добавлением единицы веса рассматриваемого компонента. Предполагается заранее, что первоначальный объем фазы так велик, что добавление единицы веса данного компонента не вызывает заметного изменения в суммарном составе. Обозначив частичный объем i-го компонента через $\bar{V}_i$, весовую долю этого

компонента в фазе через w_i, получаем удельный объем V (объем на единицу веса) фазы, выраженный при помощи

$$V = \sum \bar{V}_i w_i. \qquad (1)$$

Было собрано и увязано много данных по частичным объемам углеводородов в системах природных газов и сырых нефтей и было показано, что они зависят не только от давления и температуры фазы, но также от ее состава, особенно для более легких компонентов. По этой причине фиг. 36 не следует применять непосредственно для определения пластовых объемов газонефтяных систем, характеризуемых точкой парообразования при высоких давлениях, где эти системы содержат заметные концентрации более легких компонентов. Кажущиеся плотности последних, как указано на фиг. 35, зависят от природы более тяжелых компонентов. Если метан и этан присутствуют в значительных количествах, то пренебрежение влиянием тяжелых компонентов может привести при оценке суммарной плотности к заметным ошибкам. При атмосферном давлении, когда концентрации более легких компонентов малы, достаточно даже грубой оценки их индивидуальных плотностей. Можно просто подсчитать средний молекулярный вес и применить для этой цели кривую фиг. 36. Описанный метод по существу тождествен уравнению (1), приложенному к атмосферным условиям, а затем перенесенному на пластовые условия при помощи поправочных коэффициентов (фиг. 33 и 34), выраженных в эквивалентной плотности.

Проведенное рассмотрение предполагает, что растворимость и усадка в системах сырых нефтей и природного газа не зависят от термодинамических путей между конечными точками, т. е. пластовыми и атмосферными условиями. Это положение правильно, если общее содержание углеводородов в системе поддерживается постоянным, а газовая и жидкая фазы находятся в непрерывном контакте. Свободный газ и усадка объема нефти с уменьшением давления от пластового значения до атмосферного определялись бы только этими конечными состояниями. Такой процесс (для постоянного суммарного состава) называется «однократным испарением» или «контактным выделением».

Примером такого процесса на практике служит изменение давления и температуры потока нефти и газа, подымающегося по скважине на поверхность, при стационарных условиях.

Если во время спада давления первоначально насыщенной нефти из нее непрерывно выделяется весь свободный газ или часть его, как это происходит в нефтяных пластах, то процесс называется «дифференциальным выделением». Суммарный состав системы непрерывно меняется во время дифференциального выделения. Поэтому нужно ожидать, что по достижении атмосферных условий весь улетучившийся газ и остаточный объем нефти

отличаются от того состояния, при котором весь газ удерживался бы в жидкой фазе. Это положение подтверждено экспериментом над образцами газа и нефти, взятыми с забоя скважины, а также над рекомбинированными образцами с поверхности или из сепаратора. В подобных экспериментах непрерывный процесс дифференциального выделения приближается по необходимости к ступенчатому понижению давления при помощи конечных инкрементов, удалению выделяющегося газа при постоянном давлении, дальнейшему уменьшению давления и т. д.

Найдено, что количество газа в результате дифференциального выделения меньше, чем при однократном испарении, а объем остаточной нефти выше. Последнее наблюдение приводит к мысли, что объем пластовой нефти или усадка, полученные в процессе дифференциального выделения, меньше, чем при контактном выделении газа до тех же конечных условий. Эти различия важны при интерпретации данных добычи нефти и газа для оценки пластового режима. Однако общие методы корреляции, относящиеся к растворимости и усадке, соответствующим различным процессам выделения газа из раствора, окончательно еще не разработаны.

2.9. Фазовые изменения сложных углеводородных систем. Константы равновесия. Были рассмотрены методы подсчета объемного поведения жидкой фазы газонефтяных систем, имеющие различную степень приближения, с использованием данных о природе (плотность или состав) растворенного газа и общих свойствах (плотность) нефти. Проблемой остается установление составов газовой и жидкой фаз и распределение между ними различных компонентов сложной углеводородной системы. Эта проблема еще далеко не решена, особенно для интервалов давлений и температур в районе критических областей сложных систем. При этих условиях особую важность приобретают способы распознавания фазовых изменений и составов для добычи нефти в газоконденсатных пластах. Обобщение современных знаний по состоянию проблемы практически сделает возможным использование дополнительных данных по мере их накопления.

Если бы углеводородные смеси подчинялись закону растворения Рауля и законам идеального газа, рассматриваемую проблему можно было бы легко решить следующим путем. Согласно этим законам парциальное давление каждого компонента p_i в газовой фазе связано с мольной концентрацией этого компонента в жидкой фазе x_i уравнением

$$p_i = P_i'' x^i, \qquad (1)^1$$

---

[1] Для низких мольных концентраций компонентов в жидкой фазе закон Генри $x_i/(1-x_i) = s_i p_i$ приводится к $x_i = s_i p_i$, причем s_i — „растворимость“ i-го компонента на единицу частичного давления. Этот закон может служить эмпирическим эквивалентом закона Рауля, приводя к $K_i = 1/s_i P$ вместо уравнения (3).

а с его мольной концентрацией в газовой фазе y_i — уравнением

$$p_i = Py_i, \tag{2}$$

где P_i'' представляет упругость пара i-го компонента при температуре и общем давлении системы P. После введения выражения

$$K_i = \frac{P_i''}{P} = \frac{y_i}{x_i} \tag{3}$$

и обозначения мольных концентраций i-го компонента в сложной системе посредством n_i, количества молей всех компонентов газовой фазы через $n_г$, а жидкой фазы через $n_ж$, причем сумма их равна единице, из уравнений (1)—(3) следует, что

$$n_i = \frac{n_ж p_i}{P_i''} + \frac{n_г p_i}{P} = \frac{p_i}{P_i''}(n_ж + n_г K_i),$$

так что

$$x_i = \frac{n_i}{1 + n_г(K_i - 1)}; \quad y_i = \frac{n_i K_i}{1 + n_г(K_i - 1)}. \tag{4}$$

Для данных давления и температуры системы K_i могут быть вычислены из уравнения (3). Для постоянного (связанного) суммарного состава, определенного через n_i, единственной неизвестной величиной в правой части уравнения (4) является $n_г$, которую необходимо находить при помощи последовательного приближения, так что

$$\sum x_i = \sum \frac{n_i}{1 + n_г(K_i - 1)} = 1, \tag{5}$$

или

$$\sum y_i = \sum \frac{n_i K_i}{1 + n_г(K_i - 1)} = 1; \tag{6}$$

оба эти выражения эквивалентны.

Значение $n_г$, которое удовлетворяет этим уравнениям, дает для индивидуальных членов суммы мольный состав газовой и жидкой фаз.

Подобной же процедурой можно определить полное развитие фаз и состава системы для других температур и давления, определяемое через n_i. Кривая точки конденсации может быть высчитана, исходя из наблюдения, что при точке конденсации $n_г = 1$, так что уравнение (5) становится

$$\sum \frac{n_i}{K_i} = 1. \tag{7}$$

Аналогично на точке парообразования $n_г = 0$ уравнение (6) требует, чтобы

$$\sum n_i K_i = 1. \tag{8}$$

Изменяя давление или температуру до тех пор, пока не будут удовлетворены уравнения (7) и (8), можно при помощи метода последовательного приближения установить граничные кривые для смесей, определяемых значениями n_i. Подставляя вместо n_i в уравнениях (7) и (8) соответственно значения y_i и x_i, как это дано уравнением (4), можно его удовлетворить автоматически.

Этот факт подтверждает, что сосуществующие газовая и жидкая фазы для составов индивидуальных и соответственных фаз должны находиться в условиях точки конденсации и точки парообразования.

В принципе группа уравнений (3) — (6) составляет основу полного описания многокомпонентных углеводородных систем. Значения K_i названы «равновесными константами» в том смысле, что согласно уравнению (3) каждая из них зависит только от давления и температуры, но не зависит от других компонентов. Такая формулировка неправильна, так как она не основана на опыте. Опыт показывает, что зависимость между значениями K_i и давлениями P_i'' и P согласно уравнению (3) нарушается при давлениях, значительно превосходящих атмосферное. Кроме того, истинные значения соотношений молевых концентраций y_i/x_i индивидуальных компонентов зависят от состава остальной части системы.

Возможно расширить пределы теоретического представления отношений K_i, вводя понятия летучести (фугитивности) и идеальных растворов. Первое понятие определяется уравнением

$$\lg f = \frac{1}{RT} \int V dp, \tag{9}$$

где интеграл решается при помощи данных $p - v - T$ для чистых компонентов; V представляет объем на моль. Значение летучести состоит в том, что она вносит поправку в парциальные давления чистых компонентов, когда они не подчиняются законам идеального газа.

Идеальным раствором является раствор, следующий правилу аддитивности объемов и теплоемкостей индивидуальных компонентов. Для подобных систем можно показать, что

$$K_i = \frac{y_i}{x_i} = \frac{f_{i\,г}}{f_{i\,ж}}, \tag{10}$$

где нижние показатели «г», «ж» относятся к газовой и жидкой фазам.

Уравнение (10) может быть принято как определение идеального раствора. Применение этих выражений позволило правильно определять значения K_i при давлениях и температурах, значительно более высоких, чем при использовании уравнения (3). Однако при этом требуется графическая экстраполяция для газовой и жидкой фугитивности, когда общее давление в системе ниже или выше давления упругости пара любого из чистых компонентов. Все же в районе критического состояния системы наступают значительные отклонения от поведения идеального раствора, и методы экстраполяции в этом случае совершенно ненадежны. Если не учитывать поправочных коэффициентов и дополнительных эмпирических данных влияния состава, то основная предпосылка, что K_i не зависит от суммарного состава системы, затрудняет пользование понятиями фугитивность и идеальный раствор, так же как и законом Рауля.

В связи с этим лучше обосновать всю проблему чисто эмпирически и определить K_i как выражение

$$K_i = \frac{y_i}{x_i}, \tag{11}$$

значения которого должны быть получены непосредственным экспериментом. Разумеется, уравнения (4) — (8) остаются справедливыми, а предельное поведение K_i приближается к выводам уравнений (10) и (3) по мере того, как уменьшается давление, а температура отходит от критических значений. Исходя из этого, разумно изменить принятое наименование K_i «равновесных постоянных» на «равновесные соотношения», так как они не являются постоянными, но зависят от состава системы, а также от давления и температуры.

Эмпирический подход к проблеме, конечно, не решает ее. Изучение имеющихся данных показывает настоятельную нужду в более систематизированном эксперименте.

Во многих отношениях эти данные чрезвычайно отрывочны. Ключом к численным значениям равновесных соотношений являются опубликованные данные для метана, приведенные в табл. 3. Молекулярные веса над каждым столбцом относятся к «менее летучей составляющей», т. е. к гексанам и более тяжелой части системы, характер которой ограничен еще значением 0,82, коэффициентом зависимости «вязкость — плотность».

Из табл. 3 видно, что для давлений примерно 6,8 *ат* значение K меняется обратно пропорционально давлению (в пределах 3%) согласно уравнению (3). Меняется оно также с изменением молекулярного веса менее летучего компонента. Сначала оно возрастает с последним, достигает максимума при молекулярных весах примерно 150—200, а затем вновь понижается. Значение K увеличивается с повышением температуры и достигает максимума при более высоких давлениях в зависимости от молекулярного

Таблица 3

Соотношения равновесия для метана

Абсолютное давление, *am*	Молекулярный вес 60			Молекулярный вес 75			Молекулярный вес 100			Молекулярный вес 200			Молекулярный вес 300		
	37,8°	71,1°	104,5°	37,8°	71,1°	104,5°	37,8°	71,1°	104,5°	37,8°	71,1°	104,5°	37,8°	71,1°	104,5°
1	—	—	—	224	247	248	247	285	293	259	276	287	203	226	228
1,36	—	—	—	165	181	182	181	210	216	190	203	211	149	166	168
2,72	—	—	—	82,8	90,9	91,5	91,0	105	108	95,5	102	106	75,1	83,4	84,2
4,08	—	—	—	55,4	60,8	61,3	60,9	70,1	72,1	63,9	68,2	70,7	50,4	55,9	56,4
6,8	—		—	33,3	39,1	42,0	44,0	51,0	56,0	40,6	43,8	46,8	30,4	34,0	35,5
13,6	—	—	—	17,0	18,8	19,5	21,1	22,9	24,1	20,1	21,4	22,6	15,7	17,3	17,9
20,4	—	—	—	11,6	12,6	12,9	13,9	14,8	15,2	13,4	14,3	14,7	10,9	11,8	12,1
27,2	—	—	—	8,83	9,51	9,82	10,3	11,0	11,3	10,1	10,8	11,1	8,40	9,00	9,25
34,0	6,56	6,81	7,13	7,20	7,73	8,00	8,24	8,88	9,04	8,24	8,88	9,04	6,84	7,33	7,57
51,0	4,50	4,57	4,89	5,01	5,32	5,52	5,56	5,94	6,10	5,74	6,15	6,32	4,82	5,16	5,33
68,0	3,42	3,42	3,66	3,90	4,07	4,19	4,28	4,54	4,60	4,49	4,75	4,84	3,92	4,12	4,24
85	2,77	2,72	2,89	3,21	3,94	3,42	3,52	3,72	3,74	3,77	4,06	4,06	3,27	3,50	3,60
102	2,28	2,21	2,30	2,72	2,82	2,85	3,00	3,16	3,12	3,26	3,51	3,51	2,86	3,06	3,16
119	1,93	1,80	1,80	2,36	2,40	2,45	2,61	2,76	2,71	2,94	3,12	3,13	2,56	2,75	2,84
136	1,63	1,43	—	2,07	2,06	2,08	2,33	2,45	2,37	2,70	2,82	2,82	2,36	2,51	2,59
170	—	—	—	1,60	1,52	1,48	1,93	2,09	1,93	2,43	2,40	2,40	2,02	2,15	2,25
204	—	—	—	1,77	—	—	1,65	1,74	1,59	2,14	2,09	2,09	1,78	1,90	2,00

веса менее летучей составляющей. В области критического состояния абсолютные значения табл. 3 теряют свою справедливость. Тогда молекулярный вес и характер менее летучей составляющей становятся контролирующими факторами при определении значений K, так как само критическое состояние находится под сильным воздействием природы менее летучей составляющей и равновесные соотношения должны равняться единице в критическом состоянии.

Табулирование равновесных соотношений для этана дано в табл. 4. Ограниченность экспериментальных данных не дает

Таблица 4

Равновесные соотношения для этана

Абсолютное давление, *ат*	Молекулярный вес 100			Молекулярный вес 200			Молекулярный вес 300		
	37,8°	71,1°	104,5°	37,8°	71,1°	104,5°	37,8°	71,1°	104,5°
1,00	37,1	56,5	75,6	38,7	57,7	77,2	41,2	56,9	73,7
1,36	27,3	41,5	55,6	28,5	42,5	56,9	30,3	41,9	54,2
2,72	13,8	20,9	27,8	14,4	21,4	28,6	15,3	21,1	27,3
4,08	9,24	14,0	18,6	9,66	14,3	19,2	10,3	14,2	18,4
6,8	5,65	8,50	11,2	5,88	8,71	11,7	6,26	8,66	11,2
10,2	3,84	5,73	7,56	3,99	5,90	7,88	4,26	5,90	7,67
13,6	2,93	4,35	5,72	3,06	4,49	6,04	3,28	4,52	5,90
20,4	2,05	2,96	3,89	2,13	3,09	4,13	2,27	3,15	4,13
27,2	1,61	2,30	2,96	1,66	2,41	3,22	1,79	2,46	3,23
34,0	1,35	1,90	2,42	1,38	2,00	2,68	1,50	2,07	2,71
51,0	1,04	1,35	1,70	1,04	1,46	1,93	1,16	1,56	2,02
68,0	—	1,09	1,35	0,930	1,22	1,59	1,06	1,33	1,69
85,0	—	—	1,13	0,868	1,09	1,37	1,01	1,21	1,49
102,0	—	—	—	0,811	1,01	1,24	0,974	1,15	1,38
119,0	—	—	—	0,775	0,954	1,14	0,946	1,11	1,29
136,0	—	—	—	0,755	0,913	1,08	0,932	1,07	1,23
170,0	—	—	—	0,741	0,855	0,995	0,928	1,02	1,13
204,0	—	—	—	0,740	0,830	0,945	0,930	0,970	1,06

возможности увязать их с химической природой менее летучей составляющей системы, т. е. коэффициентом ее вязкости — плотности. Из табл. 4 видно, что обратная пропорциональность к давлению наблюдается примерно до 6,8 *ат*. Однако в противоположность значениям K для метана изменение здесь происходит медленнее с изменением молекулярного веса менее летучей составляющей. Для метана значение единицы достигается с приближением к критическому состоянию. В данном случае, как и для компонентов тяжелее этана, равновесное соотношение падает до единицы приблизительно при давлении упругости пара ком-

понента, достигает минимума, а затем в критическом состоянии[1] возвращается к единице.

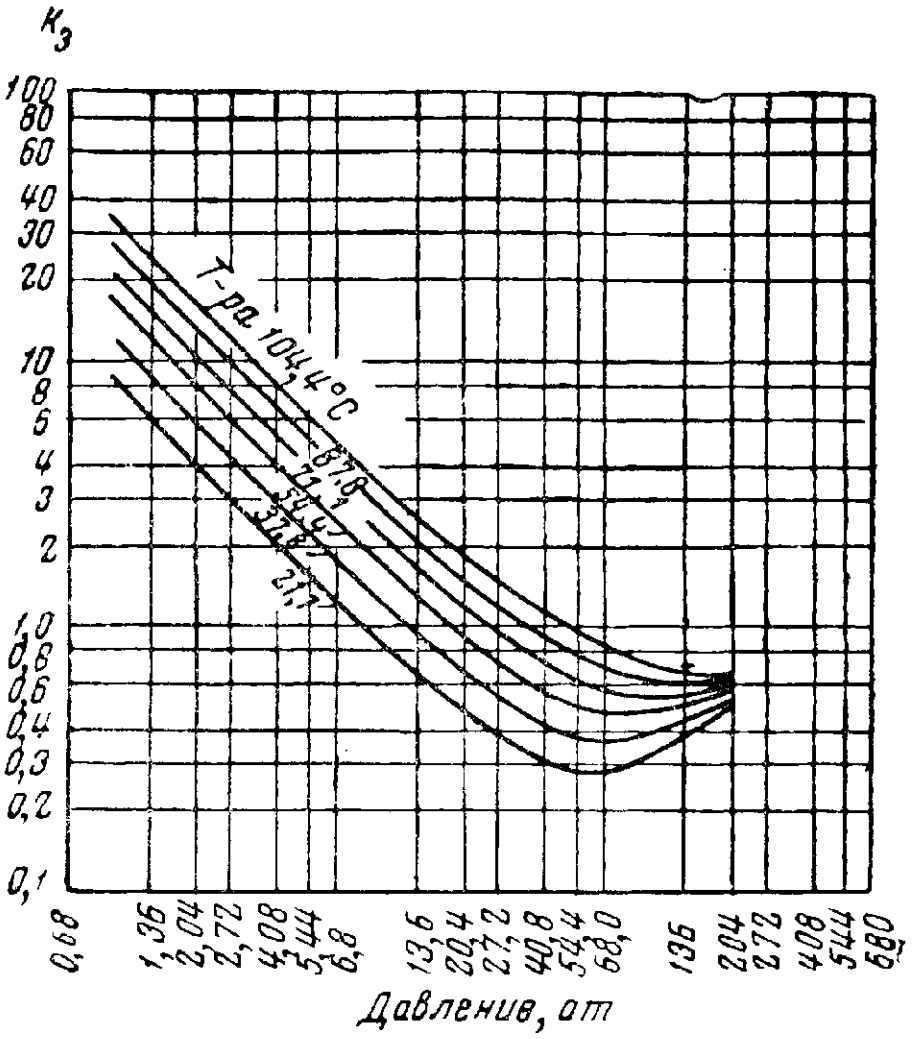
Особенно характерны зависимость K от давления в области между двумя значениями единицы и положение этой области, что зависит в значительной мере от других компонентов системы. Необходимо отметить, что увеличение равновесных соотношений после прохождения минимального давления означает тенденцию компонента к вторичному вступлению в газовую фазу, но не в жидкую. Это явление представляет собой ретроградное испарение. Быстрая реакция ретроградных процессов на состав системы выражается здесь в соответствующей чувствительности равновесных соотношений к составу при высоких давлениях или вблизи критического состояния.

Для углеводородов тяжелее этана экспериментальные данные так скудны, что их увязка с характером менее летучих составляющих еще не разработана. Вследствие этого они представлены лишь как функции температуры и давления. Табулирование для пропана указано графически на фиг. 37 для нескольких температур. Данные для бутана нанесены на фиг. 38. Здесь *н*-бутан и изобутан сгруппированы вместе для более высоких давлений, а индивидуальные значения нанесены штрихами в области, где можно предположить поведение идеального раствора. На фиг. 39 представлены аналогичным способом значения K для пентанов. Гексаны даны кривыми на фиг. 40.

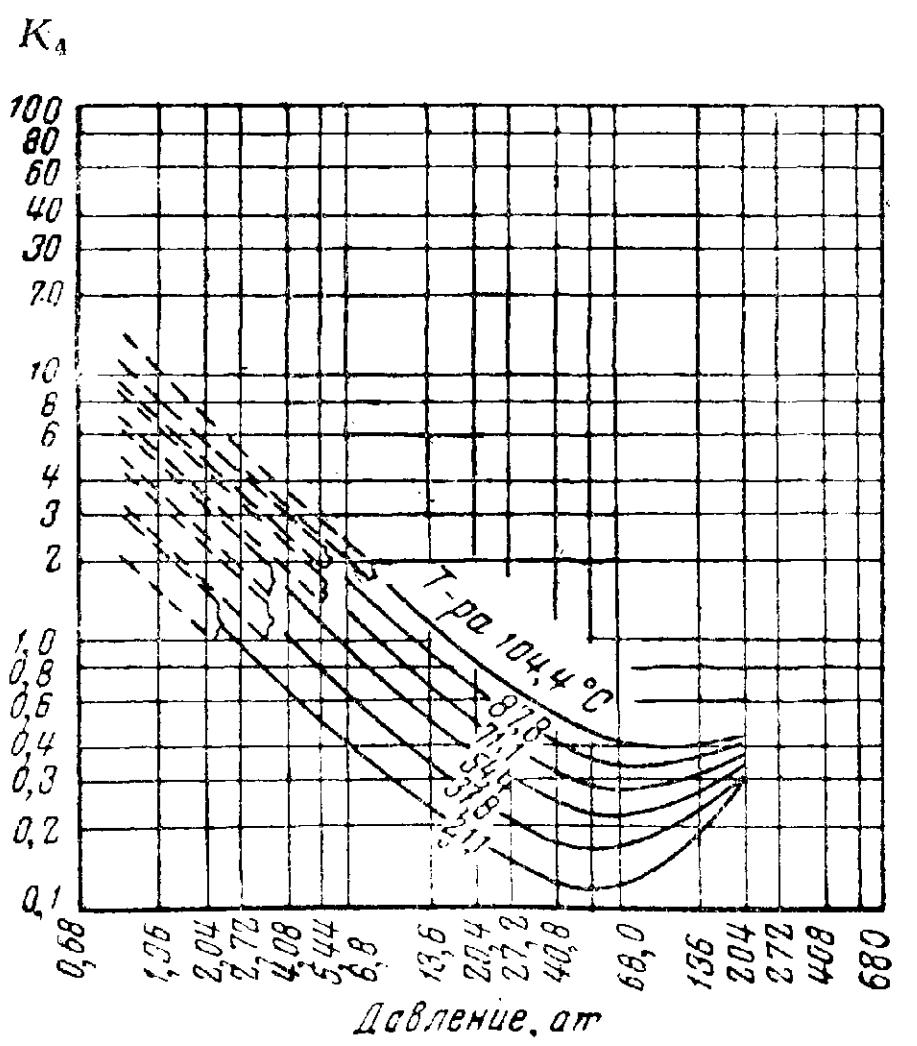
Для гептанов и более тяжелых углеводородов были опубликованы лишь немногочисленные систематические исследования, приведшие к получению количественных показателей при высоких давлениях. Но вместо каких-либо графиков или табличных рядов равновесных соотношений они служат главным образом для показа большой изменчивости и крайней чувствительности K к природе нефтяных остатков, особенно при высоких температурах. Это видно по фиг. 41, на которой нанесены результаты, полученные из экспериментов со среднеконтинентальной сырой нефтью (0,830 $г/см^3$), летучим дестиллатом (0,746 $г/см^3$), сырой нефтью (0,777 $г/см^3$), с газовым фактором 658 $м^3/м^3$ и той же самой сырой нефтью с газовым фактором 1281,3 $м^3/м^3$ при температуре 48,9° С. Из этих данных видно, что положение критической точки системы (где $K_i = 1$) является решающим фактором при определении кривых вида K_7+ и их абсолютных значений при высоких давлениях. Разумеется, сведение значения K к единице в критической точке также влияет на равновесные со-

---

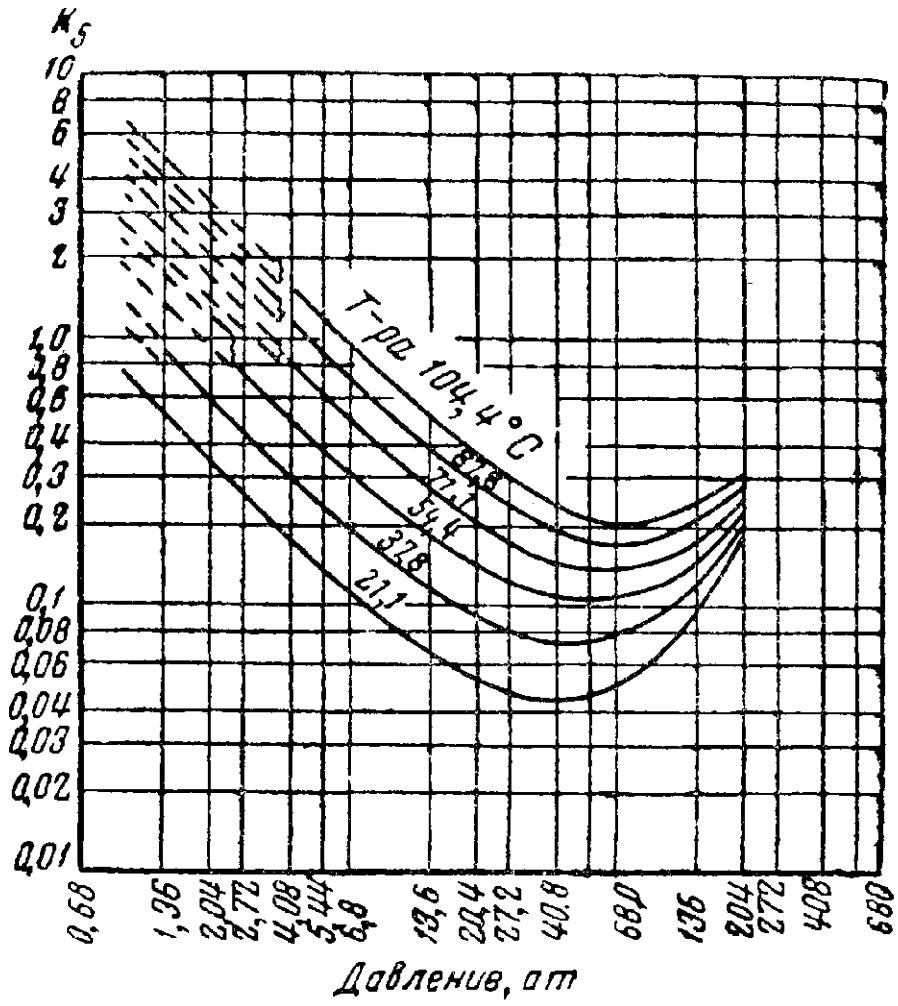
[1] Ввиду ограниченного интервала давлений табл. 4 не отражает развития минимальных значений ниже единицы для этана с последующей тенденцией вернуться к единице. Однако это изменение ясно видно на фиг. 37—40 для более тяжелых компонентов, где минимумы возникают при низких температурах. В случае этана перечисленные равновесные соотношения не падают первоначально до единицы, пока не превышено критическое давление. Для более тяжелых парафинов значение единицы достигается впервые при давлениях порядка величины их соответственных давлений упругости пара, когда температуры ниже критических.



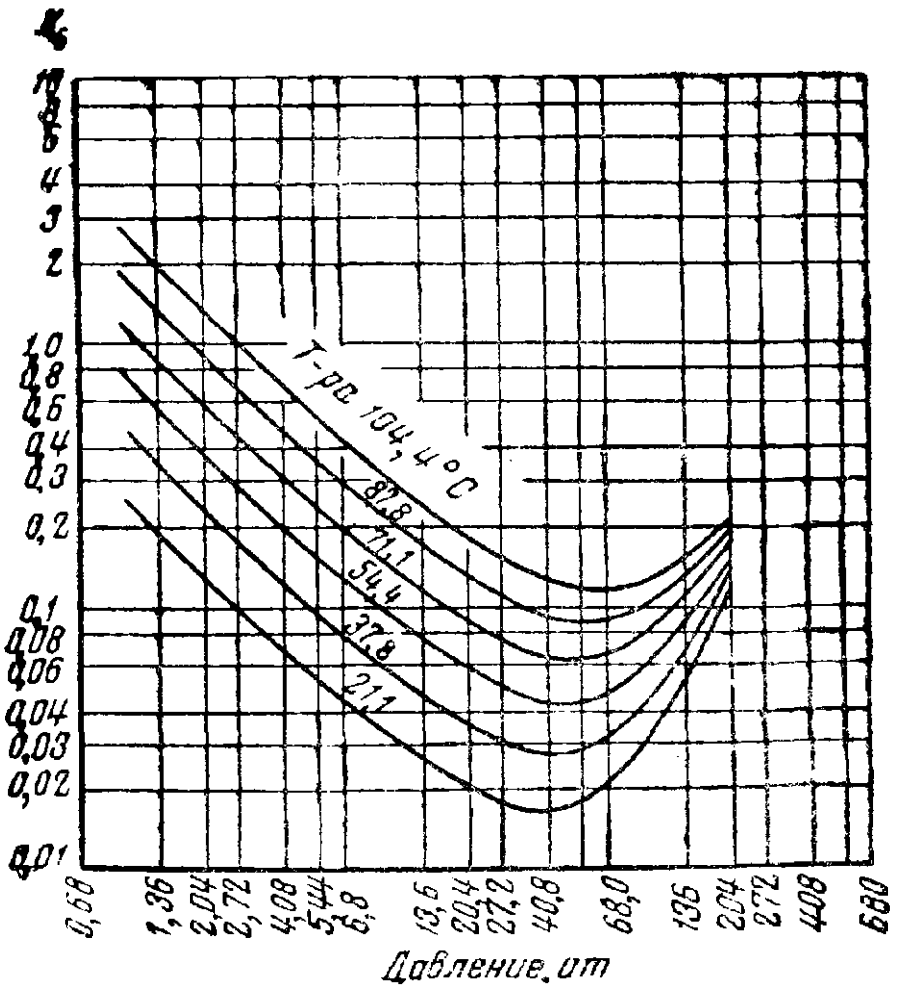
Фиг. 37. Изотермы равновесных соотношений для пропана.



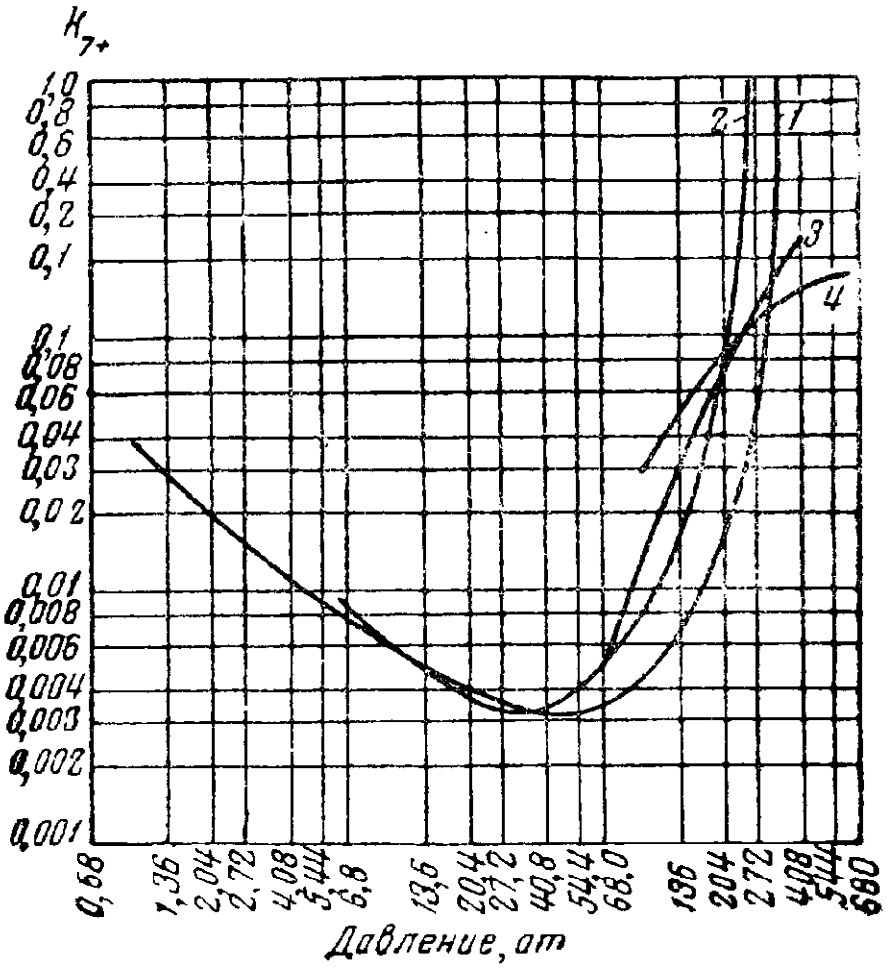
Фиг. 38. Изотермы равновесных соотношений для бутанов. Верхние ветви штрихованных отрезков относятся к изобутану, а нижние к *н*-бутану.



Фиг. 39. Изотермы равновесных соотношений для пентанов. Верхние ветви штрихованных участков относятся к изопентану, а нижние к *н*-пентану.

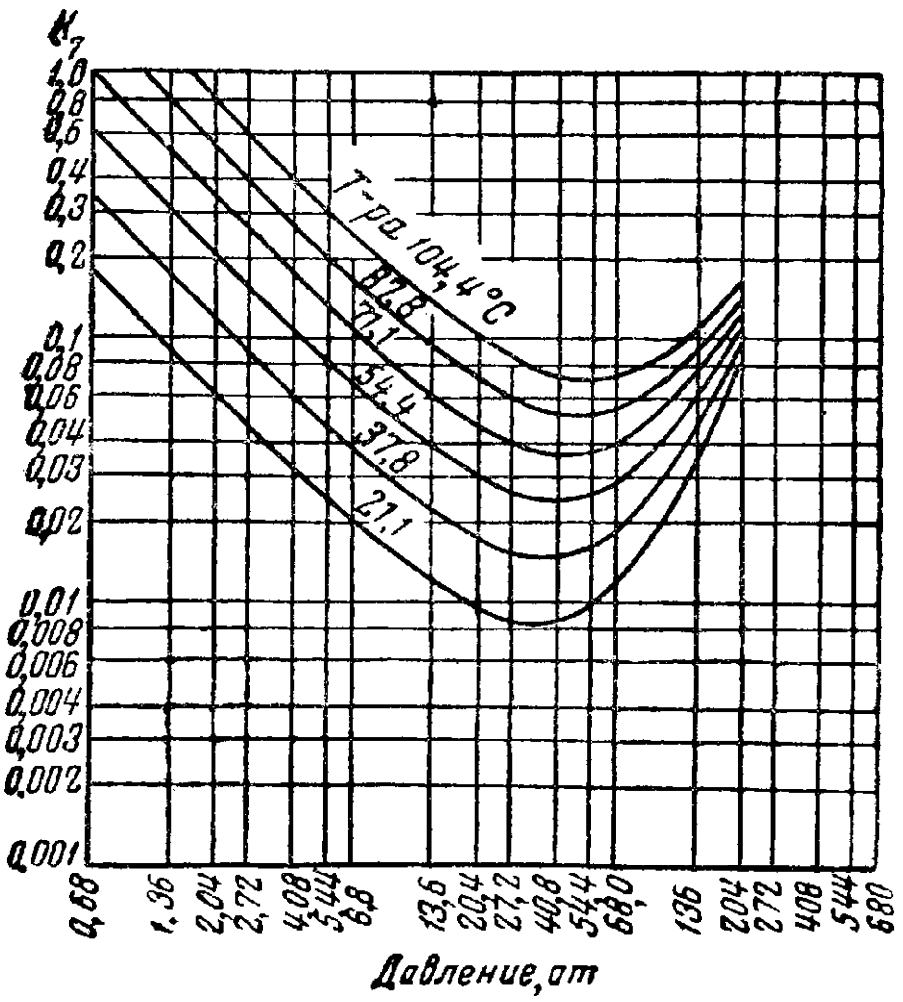


Фиг. 40. Изотермы равновесных соотношений для гексанов.



Фиг. 41. Кривые равновесного соотношения для гептанов плюс остальные фракции для некоторых углеводородных систем при 48,9° С.

1 — сырая нефть из Мидконтинента уд. веса 0,830; *2* — летучий дестиллат уд. веса 0,746; *3* — сырая нефть уд. веса 0,777 с газовым фактором 658 $м^3/м^3$; *4* — нефть *3*, но с газовым фактором 1281,3 $м^3/м^3$.



Фиг. 42. Изотермы равновесного соотношения для гептанов.

отношения для более легких составляющих. Однако, за исключением метана, они обычно присутствуют в смесях в довольно низких концентрациях, так что погрешности в их равновесных соотношениях менее важны при решениях равновесных уравнений (5) — (8).

На фиг. 42 нанесены кривые для гептанов, дающие ряды равновесных соотношений для C_7 и применимых по крайней мере к одному типу газонефтяной системы. Эти кривые основаны на данных для среднеконтинентальной сырой нефти и дают приближенные значения для «гептанов и более тяжелых компонентов» в аналогичных системах при умножении на 0,15. К другим типам сырых нефтей или конденсатов при давлениях, превосходящих минимальную точку ($\sim$ 34,0 *ат*), они неприменимы; при низких давлениях, например, при расчетах сепарации низкого давления, они дают хорошее приближение.

2.10. Применение констант равновесия. В принципе, прилагая данные равновесных соотношений к уравнениям 2.9(5) — 2.9(8), можно полностью предсказывать характер изменения сложных углеводородных систем. Однако на практике эти теоретические возможности строго ограничены. Например, критическое состояние любой системы, определяемое ее составом, немедленно дается давлением и температурой, для которых все равновесные соотношения обладают значением единицы. Подобное использование равновесных соотношений интересно, но совершенно непрактично. Для нахождения температуры и давления, при которых соотношения сводятся к единице, нужно заранее знать искомые критические данные из непосредственных измерений. Это вполне понятно, если вспомнить изменчивость кривых равновесных соотношений для более тяжелых компонентов вблизи критического состояния и использование последнего как контролирующей точки определения формы кривых. Для численных расчетов вблизи критического состояния необходимо указать место критической точки. Это позволяет провести кривые для более тяжелых компонентов, соответствующие типу изучаемой системы.

В областях, далеких от критического состояния, можно найти много полезных приложений из этих выводов. Так, зная или определив анализ одной фазы в пласте, можно рассчитать состав сосуществующей фазы, если только она там присутствует. Получив и проанализировав образец пластовой жидкости на точке парообразования, можно заранее указать состав газа в газовой шапке, если она имеется, умножив молевые концентрации в жидкой фазе при точке парообразования на соответствующие равновесные соотношения при пластовых давлении и температуре.

Когда скважина вскрыла газовую шапку, можно вычислить давление точки конденсации, применяя уравнение 2.9(7) при пластовой температуре. Если полученный результат согласуется с пластовым давлением, жидкость в газовой шапке представляет

насыщенный газ, а состав сосуществующей нефтяной фазы, если она имеется, указан индивидуальными членами уравнения 2.9(7). Эту же методику можно использовать для проверки, были ли сырая нефть из одной скважины и свободный газ из другой в контакте, а отсюда сосуществовали ли они в одном и том же пласте.

Другим случаем применения является вычисление при помощи равновесных соотношений кривой растворимости и фазовых зависимостей между природным газом и сырой нефтью. Если даны значение газового фактора, состав газа и сырой нефти, можно высчитать точку парообразования при пластовой температуре, количество и состав свободного газа, поступающего в скважину под давлением на забое скважины, количество выделившегося из раствора газа, его состав и состав нефти под давлением на сепараторе или при атмосферном давлении. Давление точки парообразования всей системы подсчитывается при помощи уравнения 2.9(8) после приведения первоначальных данных по составу газа и нефти и наблюденных значений газового фактора к табличным данным суммарного молярного состава n_i.

Путем последовательного приближения находят такое значение давления, что соответствующие K_i при пластовой температуре делают $\sum n_i K_i$ равной единице. Это есть давление точки парообразования. Чтобы определить распределение фаз при забойном давлении в процессе фонтанирования скважины или в сепараторе, в уравнение 2.9(5) или 2.9(6) подставляются ранее определенные значения n_i. При помощи K_i, соответствующих искомым давлению и температуре, эти уравнения решаются для $n_{i\Gamma}$ методом последовательного приближения [1]. Полученные таким образом значения n_i дают величину мольной концентрации сложной системы в газовой фазе. Соответствующие индивидуальные слагаемые в уравнениях 2.9(5) и 2.9(6) представляют одновременно мольные концентрации в жидкой и газовой фазах. Если эти концентрации известны, можно высчитать объемные характеристики и коэффициенты отклонения газа методами, разобранными в предыдущих разделах.

Если первоначальные данные выражают лишь суммарный состав, то указанным способом можно подсчитать конечную величину газового фактора при атмосферных условиях. Если сепарация газа и нефти проходит через одну или несколько промежуточных стадий, то простое повторение основных подсчетов дает требуемые значения. Прежде всего подсчитывается фазовое равновесие сепарации при высоких давлениях. Полученная величина дает число молей газа на моль первоначальной жидкости при точке парообразования или жидкой смеси, которую можно

---

[1] Ключом для выбора n_Γ в подсчетах методом последовательного приближения при относительно низких давлениях ($\leqslant 34{,}0$ *ат*) служит неравенство $n_1 < n_\Gamma < 1 - n_{7+}$. Это хотя и не точно, но дает границы для n_Γ.

отобрать из сепаратора, вместе с составом газа и нефти в сепараторе.

При переходе на следующий этап сепарации или же при поступлении смеси в резервуар расчеты повторяют, используя для мольного суммарного состава n_i значения x_i, найденные предварительно для нефти в первом сепараторе, и учитывая давление и температуру второй ступени сепарации или же резервуарной емкости. Таким путем находят дополнительное количество выделившегося газа (новое значение для n_i) вместе с его составом и составом нефти в остатке. На основе полученных данных можно высчитать плотность и объем остаточной нефти. Вычислив также объем первоначальной системы при точке парообразования, можно установить суммарную усадку. Кроме того, легко определить состав газолина отдельных или комбинированных потоков выделившегося газа из количества и составов газа, освобожденного на различных ступенях сепарации. Эти расчеты можно повторить для различных условий сепарации, чтобы учесть влияние последних на характеристику промежуточных или конечных продуктов, выделившихся с уменьшением давления.

Примером использования такой методики служит следующее табулированное вычисление (табл. 5) результатов однократного[1] испарения жидкости при точке парообразования с известным составом до атмосферного давления и 37,8° С.

Таблица 5

Расчет однократного испарения жидкости при точке парообразования

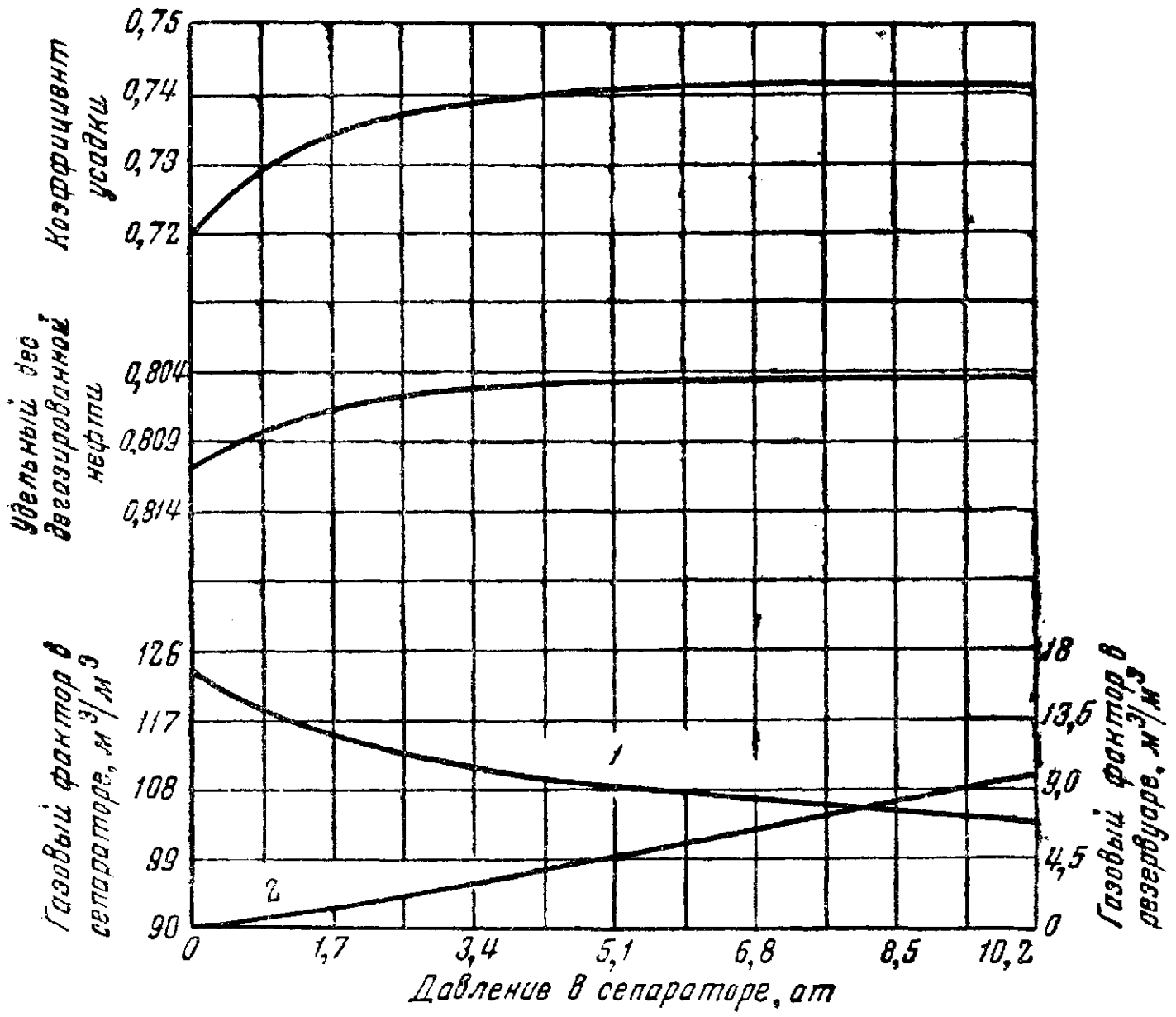
Компоненты	n_i мольная концентрация в жидкости при точке парообразования	K_i (1 *am* и 37,8° С)	x_i мольная концентрация в дегазированной нефти	y_i мольная концентрация в выделившемся газе
Метан	0,4526	259	0,0031	0,8053
Этан	0,0307	38,7	0,0014	0,0537
Пропан	0,0230	11,8	0,0033	0,0385
Бутаны	0,0250	3,81	0,0097	0,0370
Пентаны	0,0204	1,06	0,0197	0,0209
Гексаны	0,0175	0,47	0,0249	0,0117
Гептаны + остальные фракции	0,4308	0,035	0,9379	0,0329

Значения n_i определяют первоначальный общий состав смеси. Значения K_i были взяты из таблиц и диаграмм предыдущего раздела; молекулярный вес менее летучего компонента принят

[1] Применяя указанную методику и пользуясь инкрементом малых давлений, можно получить соответствующие результаты для дифференциального выделения газа из раствора.

за 200; средние значения для нормального изобутана берутся K_4, а для нормального пентана K_5.

Подставляя эти данные в уравнение 2.9 (5) или 2.9 (6), находим $n_г = 0{,}5603$. Для полученного значения $n_г$ индивидуальные члены в сумме уравнения 2.9 (5) x_i занесены в 4-й столбец (табл. 5), а соответствующие члены уравнения 2.9(6) y_i в последний столбец.



Фиг. 43. Расчетные кривые влияния давления в сепараторе на свойства и относительные количества получаемой нефти и газа при 21,1° С в процессе сепарации пластовой жидкости постоянного состава.

1 — газовый фактор в сепараторе; *2* — газовый фактор в резервуарной емкости.

Чтобы определить эквивалент газового фактора для мольной концентрации в газовой фазе, а именно $n_г = 0{,}5603$, можно воспользоваться следующей упрощенной процедурой. Прежде всего отметим, что указанный процесс выделения газа ведет к получению 0,5603/0,4397 = 1,2743 молей газа на моль дегазированной нефти, или 32,06 $м^3$ газа (при 15,5° С) на киломоль последней. Из состава дегазированной нефти и принятого молекулярного веса 200 для менее летучего компонента, т. е. гексанов и тяжелее, определяем средний молекулярный вес смеси — 194,8. Из фиг. 36 плотность парафинового углеводорода такого молекулярного веса при 15,5° С и атмосферном давлении будет 0,762 $г/см^3$, т. е. 3,7 киломоля на 1 $м^3$. Поэтому газовый фактор составит $32{,}06 \times 3{,}7 = 118{,}3$ $м^3/м^3$.

Проводя те же эксперименты для газовой и нефтяной системы аналогичного состава при температуре 21,1° С, но под различными давлениями в сепараторе, а затем мгновенно снизив давление в нем до атмосферного, получим результаты, приведенные на фиг. 43.

Кривые фиг. 43, полученные вычислением или экспериментально, могут иметь большое значение для планирования промысловой работы. Описанные примеры показывают результаты практических применений, которые получены от использования равновесных соотношений. Используя значения равновесных соотношений, необходимо тщательно отбирать действительно применимые данные в зависимости от типа исследуемой газонефтяной смеси.

2.11. Вязкость нефтей и газов [1]. Знание вязкости пластовых жидкостей необходимо для количественной оценки их динамического поведения в эксплуатационных пластах. Поэтому подведем итог имеющимся эмпирическим материалам о вязкости углеводородных систем.

Что касается газовой фазы нефтяных углеводородных смесей, то недавно были разработаны полные корреляционные диаграммы. Путем экстраполяции наблюденных данных над изменением вязкости парафиновых углеводородных газов при атмосферном давлении были получены кривые, приведенные на фиг. 44, дающие зависимость вязкости от изотерм молекулярного веса.

Вязкости, приведенные на фиг. 44, ниже вязкостей для большинства других газов или паров, за исключением водорода. Из этой же фигуры видно, что вязкости возрастают с увеличением температуры и уменьшаются с повышением молекулярного веса. Если природный газ содержит не более 7% азота, то ошибка в определении его вязкости по фиг. 44 будет не более 3,5%.

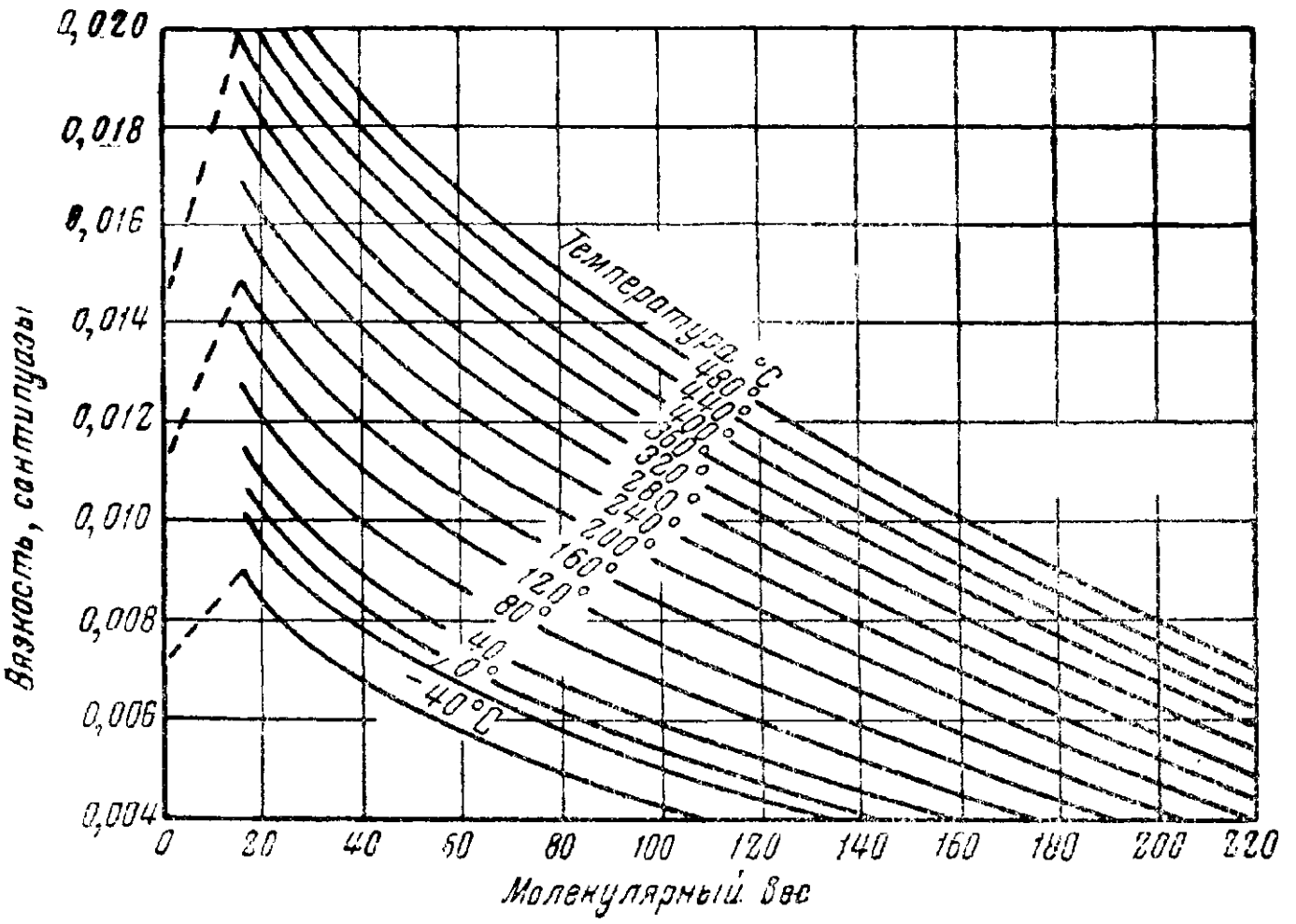
Для давлений, превышающих атмосферное, корреляция и экстраполяция данных, полученных с бинарными смесями метана и пропана, дают результаты, приведенные на фиг. 45. Эти кривые построены по значениям вязкости, измеренным для природных газов, со средним отклонением 5,8%. Границы двухфазной области на фиг. 45 даны для системы метан — пропан. Очевидно, полученные кривые не должны использоваться вблизи критической или двухфазной области изучаемого газа [2].

---

[1] Изменение вязкости воды с температурой при атмосферном давлении можно найти в принятых учебниках. Она колеблется от 1,13 сантипуаза при 15,5° С до 0,30 сантипуаза при 93,4° С. Эффектом давления на увеличение вязкости можно пренебречь, так как он составляет приблизительно 1,5% на 100 *ат*.

[2] Справедливость этих кривых ограничена газами, содержащими малые количества азота. Если содержание азота превышает 5%, необходимо использовать молярную среднюю азотных и углеводородных вязкостей; фиг. 45 применима лишь к углеводородному компоненту.

В противоположность кривым на фиг. 44, фиг. 45 указывает, что при высоких давлениях вязкость газа повышается с ростом молекулярного веса. Естественно, имеется область перехода, где вязкость существенно не зависит от молекулярного веса. Переходные давления возрастают с повышением температуры. Непосредственное влияние температуры на вязкость при высоких давлениях обратно по сравнению с ее влиянием при атмосферных условиях. Имеется также переходная область давления, где



Фиг. 44. Вязкость парафиновых углеводородных газов при атмосферном давлении.

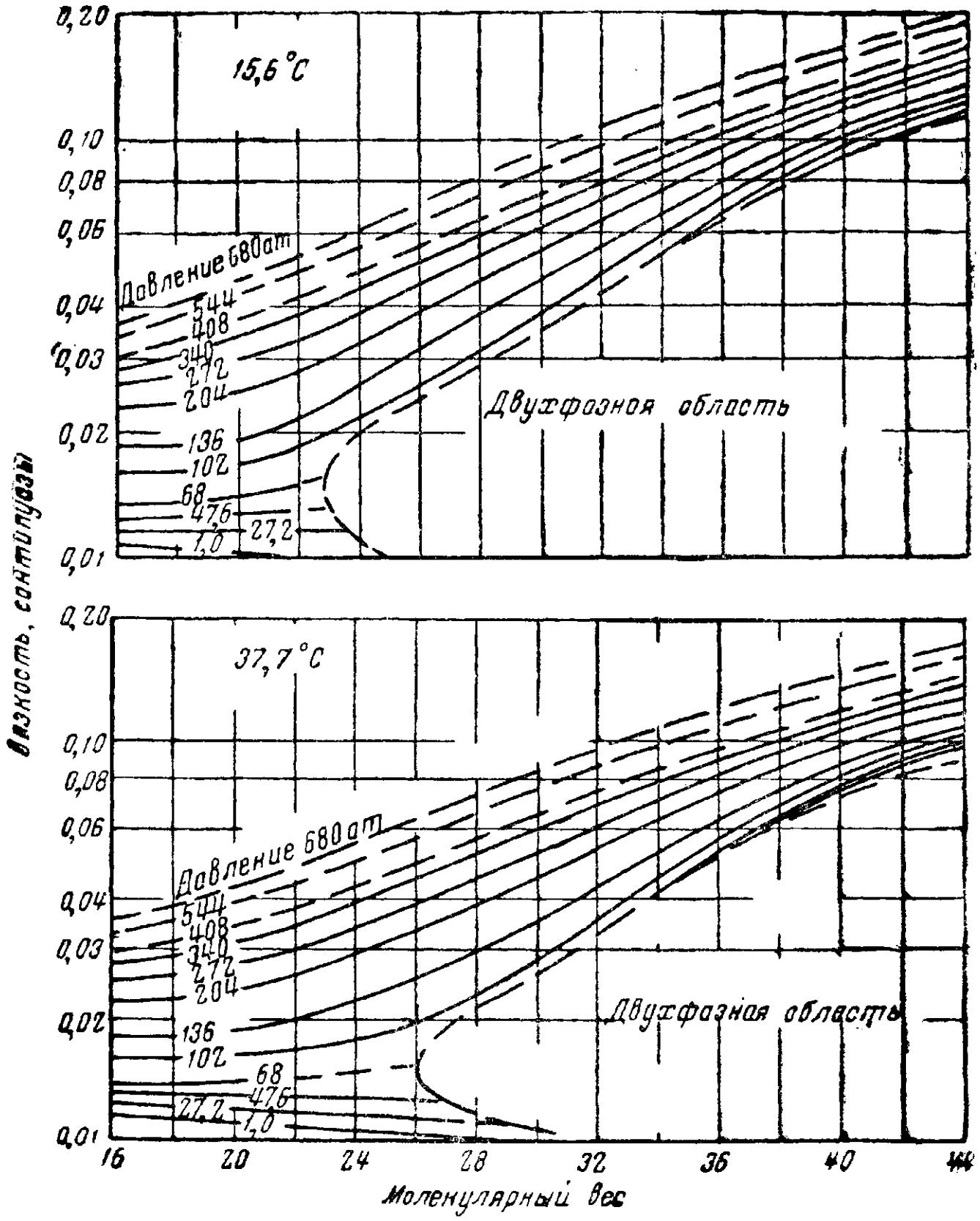
вязкость медленно меняется с температурой. Эти результаты получены эмпирическим путем и не могут быть заранее указаны, исходя из физической теории вязкости жидкости [1].

Интересно отметить, что различное изменение вязкости газов при высоком давлении в связи с температурой и молекулярным весом можно объяснить качественно тем, что при высоких давлениях газ начинает приобретать свойства жидкой фазы. Для жидкой фазы нефтяных углеводородных систем вязкость зависит не только от температуры и абсолютного давления, но также и от количества газа в растворе при атмосферном давлении. Экстраполяция измеренных данных по вязкости на парафиновых углеводородных жидкостях приводит к изотермам зависимости

---

[1] Трудность теоретического предсказания вязкости газов заключается лишь в вычислении при условии, что межмолекулярный закон сил известен. Кинетическая теория идеального газа приводит к вязкости, не зависимой от давления.

вязкости от молекулярного веса по фиг. 46, где видно, что вязкость возрастает с молекулярным весом и уменьшается с увеличением температуры. На фиг. 47 нанесены кривые, показывающие изменение вязкости с температурой для некоторых типичных сырых нефтей при атмосферном давлении. На фиг. 48 при-

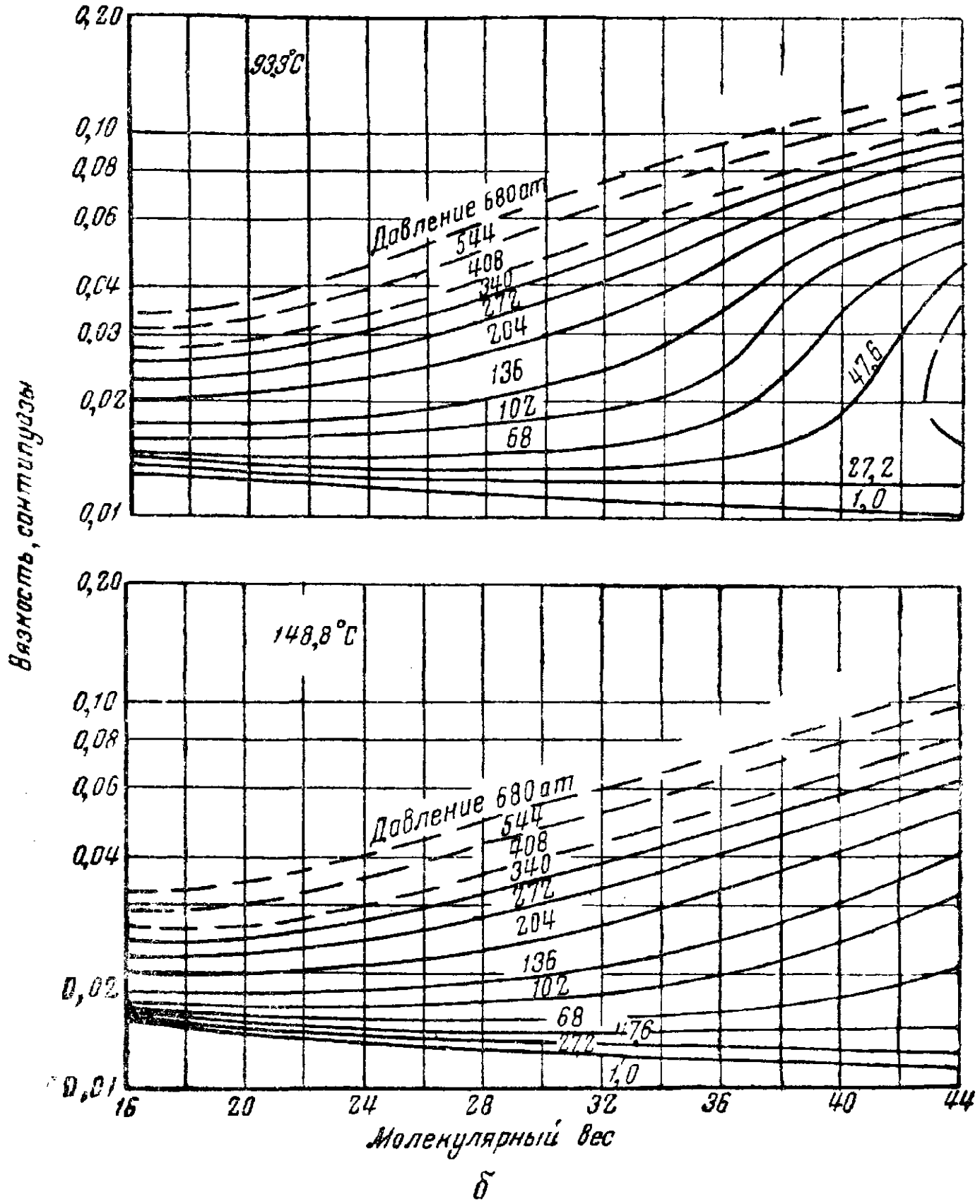


а

Фиг. 45, *а, б*. Изменение вязкости природных газов в зави

ведена корреляционная диаграмма вязкости сырых нефтей, свободных от газа, при различных температурах, где вязкость является функцией плотности сырой нефти, полученной из замеров сотен образцов. Среднее отклонение от измеренных данных по этим кривым было 24,2%. На фиг. 49 кривые, полученные из экспериментов на прозрачной фракции сырой нефти из Западных Штатов, показывают влияние давления на вязкость нефти, не содержащей газа в растворе.

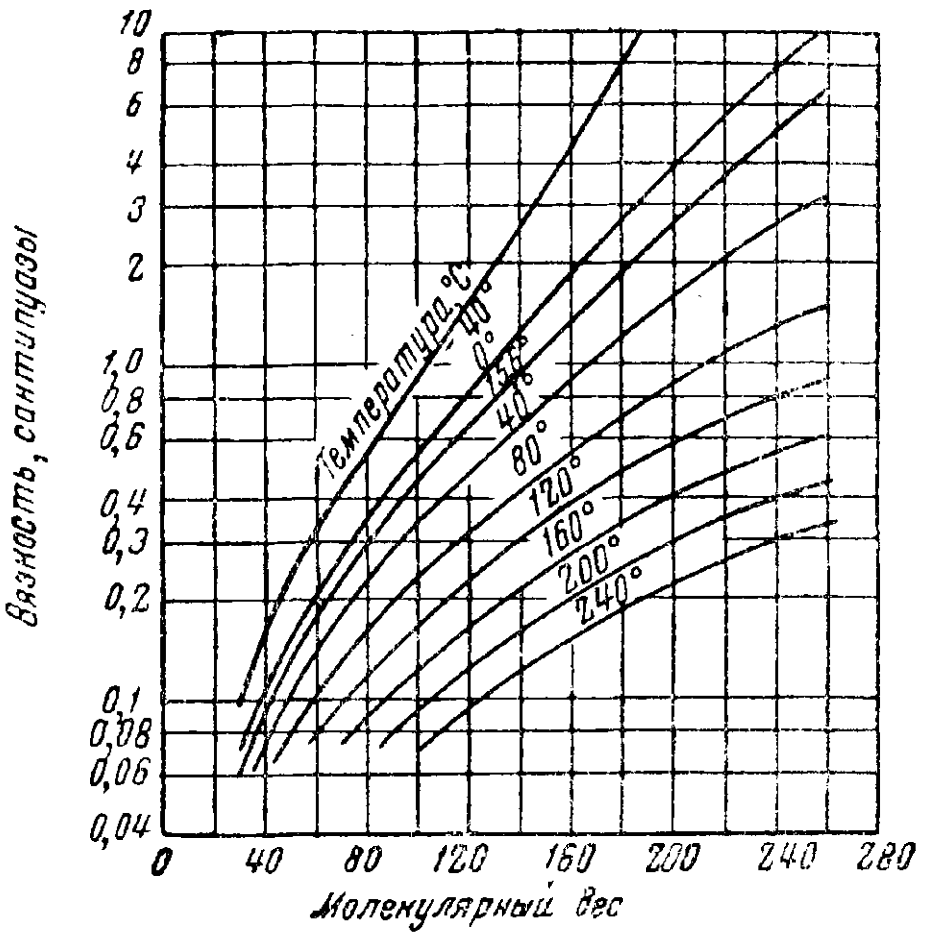
Чтобы показать относительное влияние давления при различных температурах, кривые вязкости на фиг. 49 построены так, что показывают соотношения со значениями ее при атмосферном давлении. Видно, что вязкость увеличивается в пределах 12—20% на инкремент в 68,0 *ат*, причем точное значение ее воз-



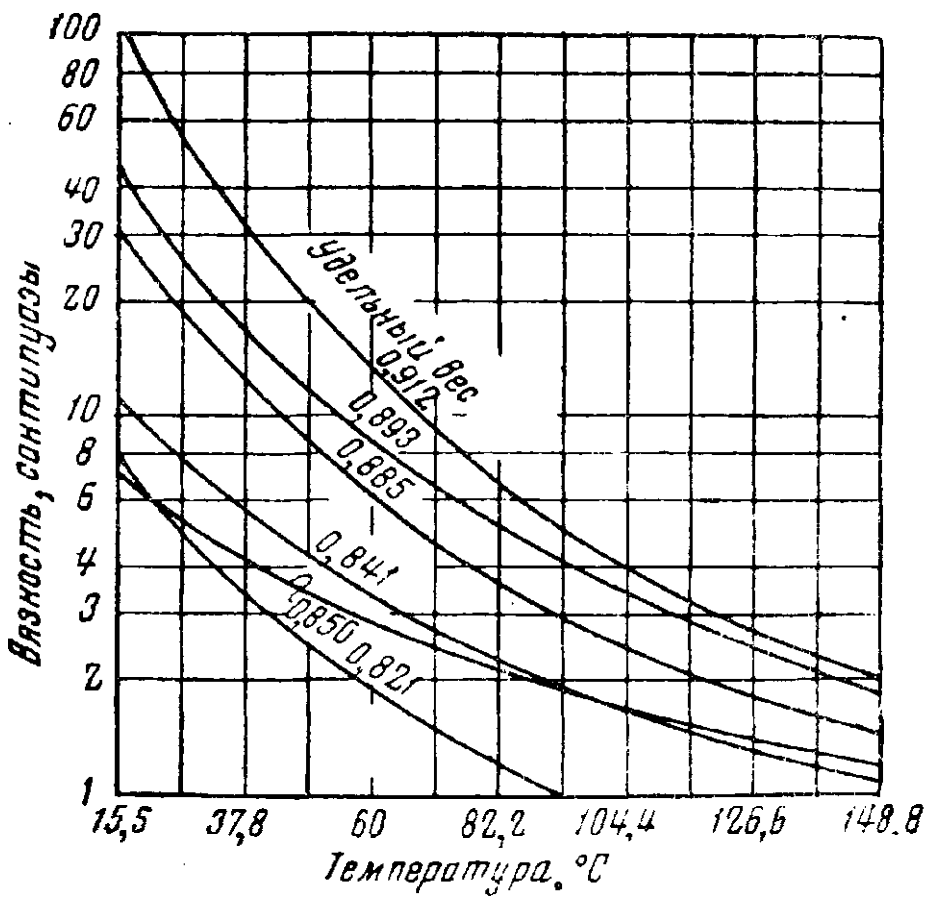
б

симости от молекулярного веса, давления и температуры.

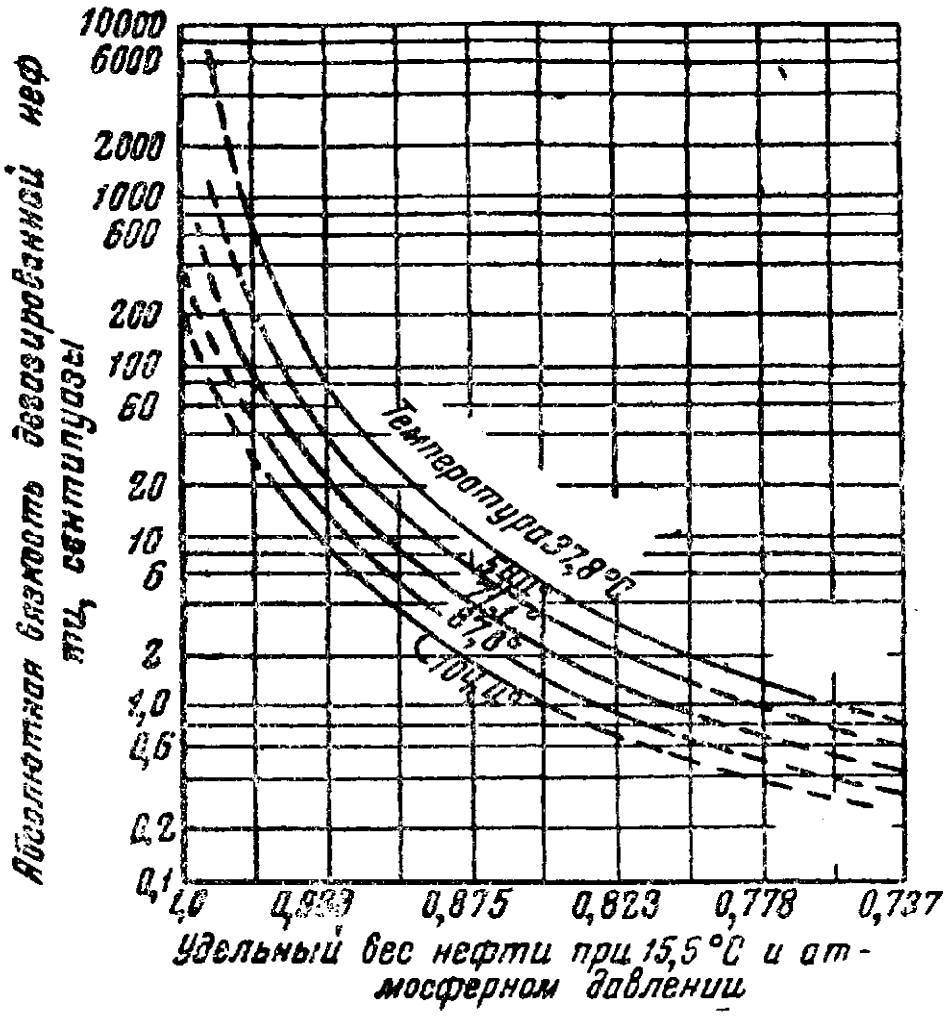
растает с уменьшением температуры и повышением среднего давления. Изменение вязкости с давлением выше точки парообразования газонасыщенных сырых нефтей составляет величину того же самого порядка. Все исследования по вязкости сырых нефтей, газонасыщенных или при точке парообразования, проделанные до сих пор, показывают, что влияние растворенного газа при высоких давлениях более чем уравновешивает рост вязкости, обусловленный изменением давления (фиг. 49). Соответственно



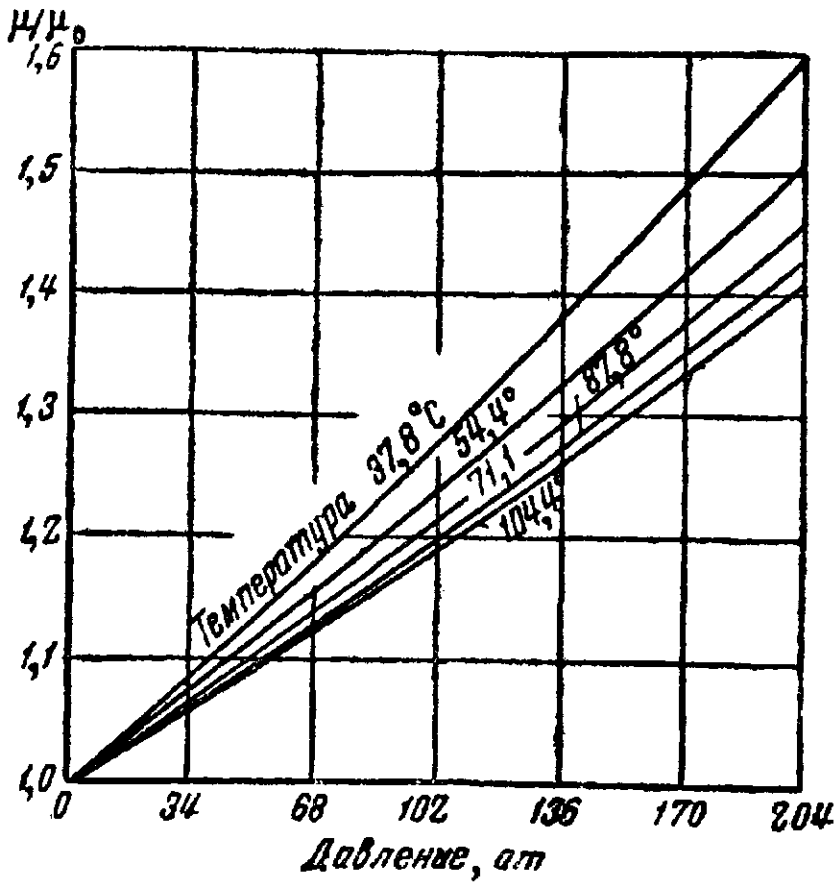
Фиг. 46. Кривые зависимости вязкости углеводородных жидкостей при атмосферном давлении от молекулярного веса.



Фиг. 47. Изменение вязкости сырых нефтей при атмосферном давлении в зависимости от температуры.

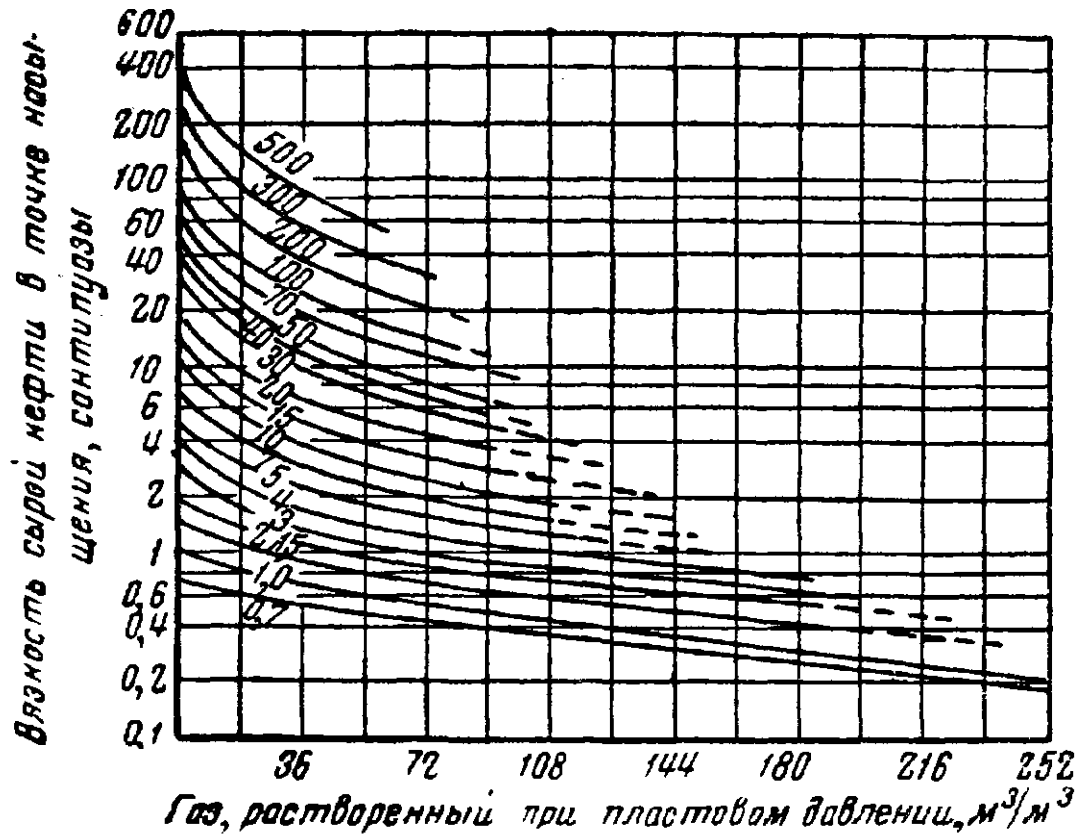


Фиг. 48. Изменение вязкости дегазированной сырой нефти при атмосферном давлении в зависимости от удельного веса и разных температур.



Фиг. 49. Вязкость прозрачной нефти под давлением μ по отношению к ее вязкости μ_0 при атмосферных условиях.

вязкости монотонно понижаются с давлением насыщения. На фиг. 50 даны результаты непосредственной увязки вязкости сырой нефти и газа в растворе при пластовом давлении для постоянной вязкости и свободной от газа нефти, основанные на 351 замере 41 образца из 29 нефтяных месторождений (20 в Калифорнии).



Фиг. 50. Вязкости сырой нефти, насыщенной газом, при пластовых давлении и температуре. Цифры на кривых соответствуют вязкости дегазированной нефти при температуре пласта (в сантипуазах).

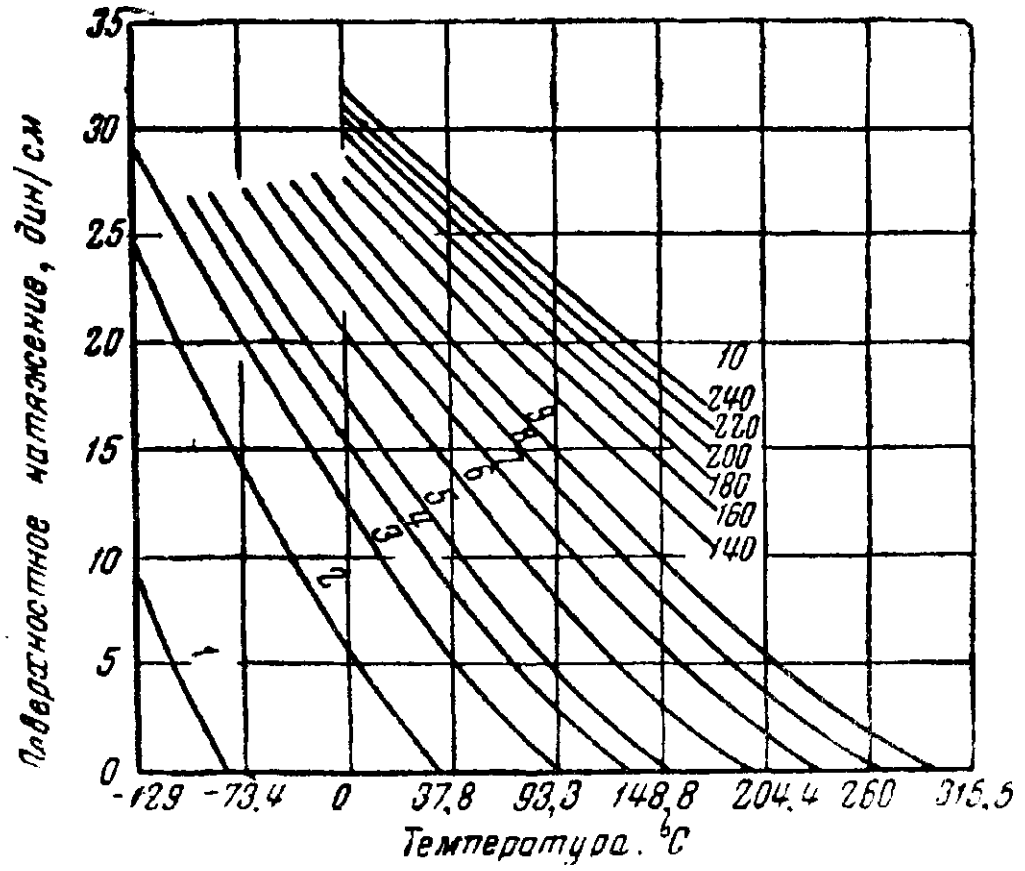
Среднее отклонение измеренных вязкостей согласно корреляционным кривым было 13,4%, поэтому они в отсутствии прямых измерений дают хорошее приближение к истинному значению вязкости.

Вязкости углеводородных жидкостей чувствительны к изменениям температуры и давления насыщения. Отсюда в динамических проблемах нефтедобычи, где встречаются вязкости жидкостей, необходимо установить значения ее при соответствующих условиях, чтобы получить результаты, имеющие количественное значение.

2.12. Поверхностные натяжения жидкостей в нефтеносных пластах. Приложение числовых значений поверхностного натяжения непосредственно к эксплуатационным проблемам, за исключением капиллярных явлений, незначительно. Однако правильная оценка поверхностных явлений в пласте помогает понимать многие детали механизма нефтеотдачи. Исходя из этого, ниже приводится краткий обзор накопленных эмпирических дан-

ных по поверхностным натяжениям пластовых жидкостей. На фиг. 51 приведены изотермы поверхностного натяжения для нефтяной фазы, находящейся в равновесии с атмосферой или своими парами, полученные экспериментально для низкомолекулярных парафиновых углеводородов, и дана экстраполяция кривых до высоких молекулярных весов.

Как и следует ожидать из общих физических соображений, поверхностное натяжение уменьшается с понижением молекулярного веса и увеличением температуры. При 21,1° С поверхностные натяжения сырых нефтей на границе с воздухом лежат в пределах от 24 до 38 *дн/см*.



Фиг. 51. Изменение поверхностного натяжения парафиновых углеводородов с температурой.

1 — метан; *2* — этан; *3* — пропан; *4* — изобутан; *5* — *н*-бутан; *6* — *н*-пентан; *7* — *н*-гексан; *8* — *н*-гептан; *9* — *н*-октан; *10* — молекулярный вес.

Поверхностное натяжение чистой воды меняется линейно от 72,5 *дн/см* при 21,1° С до 60,1 *дн/см* при 93,4° С со средним градиентом 0,171 *дн/см* °С. В буровых водах наблюдаются два противоположных эффекта, которые влияют на их поверхностное натяжение. Неорганические минеральные соли, присутствующие в водах, сообщают им некоторое повышение поверхностного натяжения. Поверхностно активные агенты, растворенные в водах благодаря контакту с нефтью, уменьшают их поверхностное натяжение. В отмеченном интервале температур при обычных условиях наличие солей в водах приводит к поверхностному натяжению на границе с воздухом от 59 до 76 *дн/см*. Данные о влиянии растворенного газа на поверхностное натяжение сырых нефтей довольно скудны. Работы по изучению иранской сырой нефти проводились при давлении 34—40 *ат*.

На фиг. 52 приведены результаты экспериментов в более широком интервале давления при 31,1° С. Природный газ, растворенный в нефти, резко снижает ее поверхностное натяжение. Отсюда при пластовом давлении поверхностное натяжение насыщенной сырой нефти намного ниже, чем при атмосферном давлении. Сравнение изотерм поверхностного натяжения *1* и *2*, полученных на границе с воздухом, и других опытов, где применялся природный газ или двуокись углерода (CO_2), показывает, что влияние повышения температуры, согласно фиг. 51, уравновешивает эффект понижения растворимости газа при высоких температурах. При пластовых давлениях и температурах поверхностное натяжение сырой нефти может быть ниже [1], чем это получается из фиг. 52. Можно ожидать его значение порядка 1 *дн/см* при давлениях и температурах, превышающих 204 *ат* и 65,6° С. В критическом состоянии углеводородной системы поверхностное натяжение полностью исчезает.

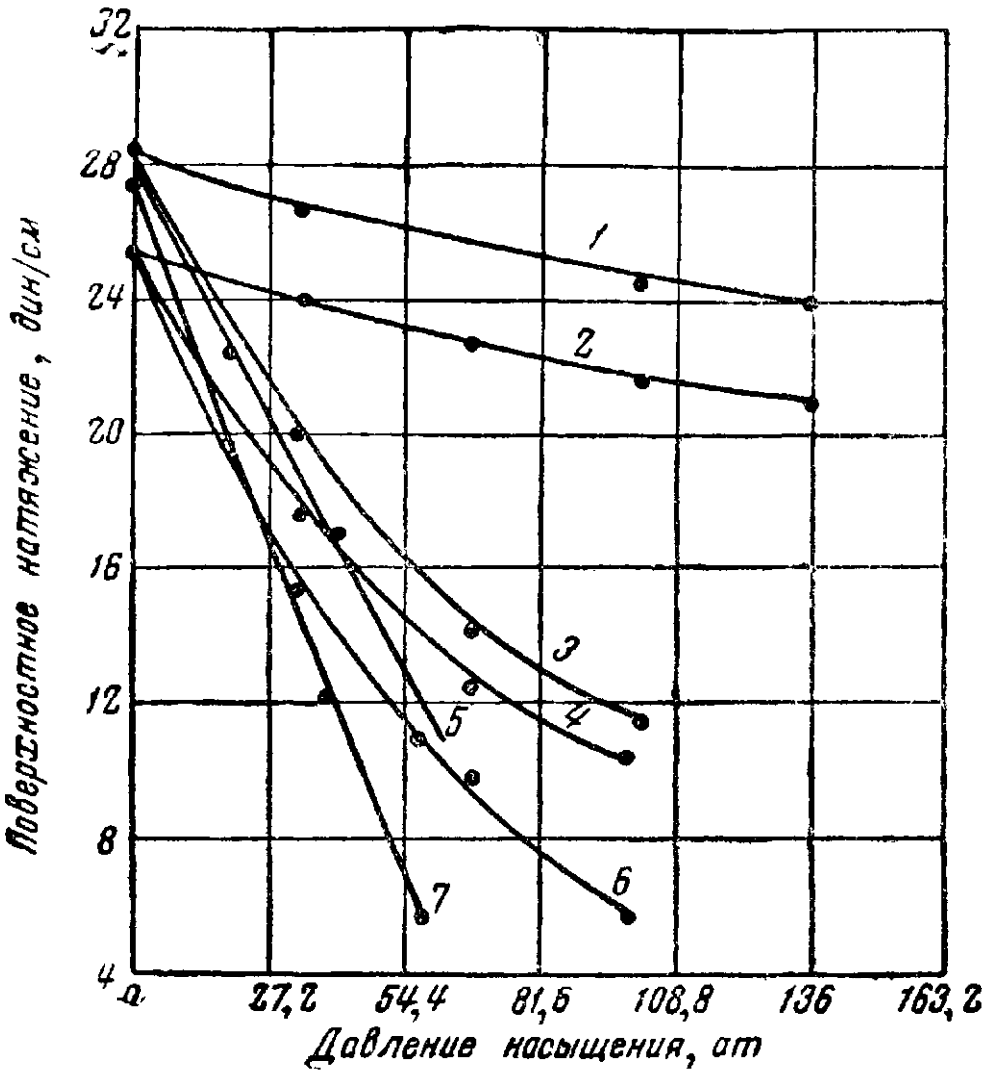
Было изучено и измерено влияние растворенного газа на поверхностное натяжение подземных вод в пределах до 240 *ат* на тощем природном газе. Результаты опытов приведены на фиг. 53, где видно, что процент снижения поверхностного натяжения велик, хотя меньше, чем для сырых нефтей.

Взаимодействие между газом и нефтью на разделе фаз в эксплуатационных системах требует равновесия поверхностного натяжения нефти на границе с газом. Взаимодействие между водой и нефтью на разделе фаз зависит от поверхностного натяжения на границе между этими фазами. Известно большое количество исследований поверхностного натяжения систем сырой нефти и воды из техасских нефтяных месторождений. На фиг. 54 приведены изотермы поверхностного натяжения для водонефтяных систем некоторых месторождений в Северо-западном Техасе. Изменение поверхностного натяжения на границе нефть — вода с температурой обычно происходит быстрее, чем изменение поверхностного натяжения сырой нефти на границе с воздухом, как это вытекает из фиг. 51. Количественной зависимости между поверхностным натяжением на границе нефть — вода и природой сырой нефти, на первый взгляд, нет, но общая

---

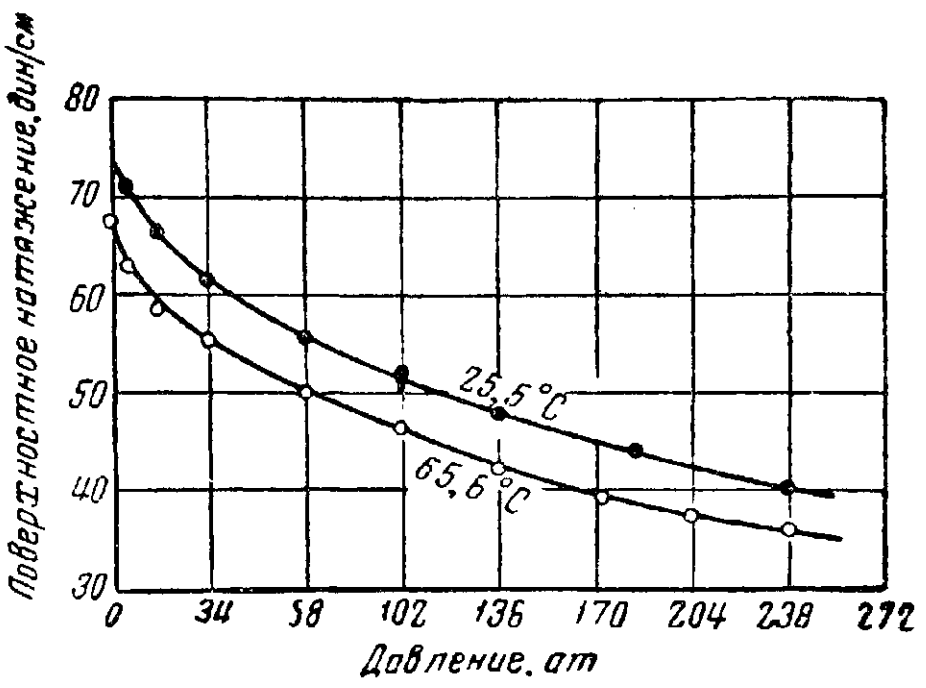
[1] Была разработана методика вычисления поверхностного натяжения углеводородных систем. Однако она требует знания составов паровой и жидкой фаз, их плотностей и постоянных индивидуальных компонентов, связанных с поверхностными натяжениями отдельных компонентов.

Данные $p - v - T$ естественного газа и буровых вод указывают на растворимость газа в дестиллированной воде порядка 26,8 $м^3/м^3$ при 170 *ат* и 37,52 $м^3/м^3$ при 340 *ат* с небольшими температурными колебаниями. Влияние солености буровых вод состоит в понижении растворимости газа примерно на 5%, считая на каждый процент твердой фазы рассола. Растворенный газ повышает также сжимаемость жидкости примерно на 9% на каждые 18 $м^3/м^3$ воды. Содержание воды в газовой фазе в равновесии с раствором газа в воде быстро возрастает с ростом температуры и понижением давления; ниже 102 *ат* это составит около 1 $дм^3$ на 180 $м^3$ газа при 136 *ат* и 93,4° С. Твердая фаза буровых вод в 2% снижает содержание воды в газовой фазе на 5%.

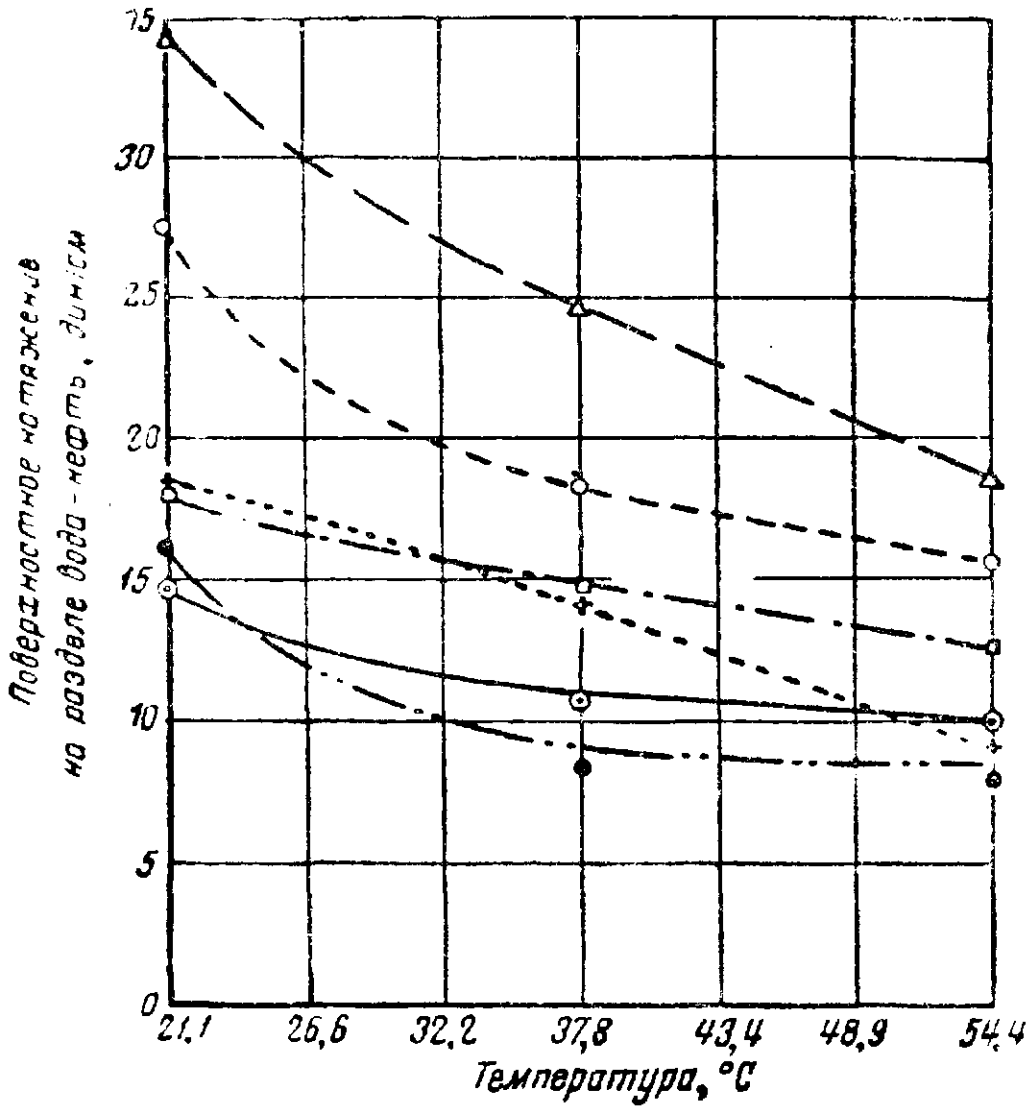


Фиг. 52. Поверхностное натяжение сырых нефтей и бензола в зависимости от давления насыщения на границе.

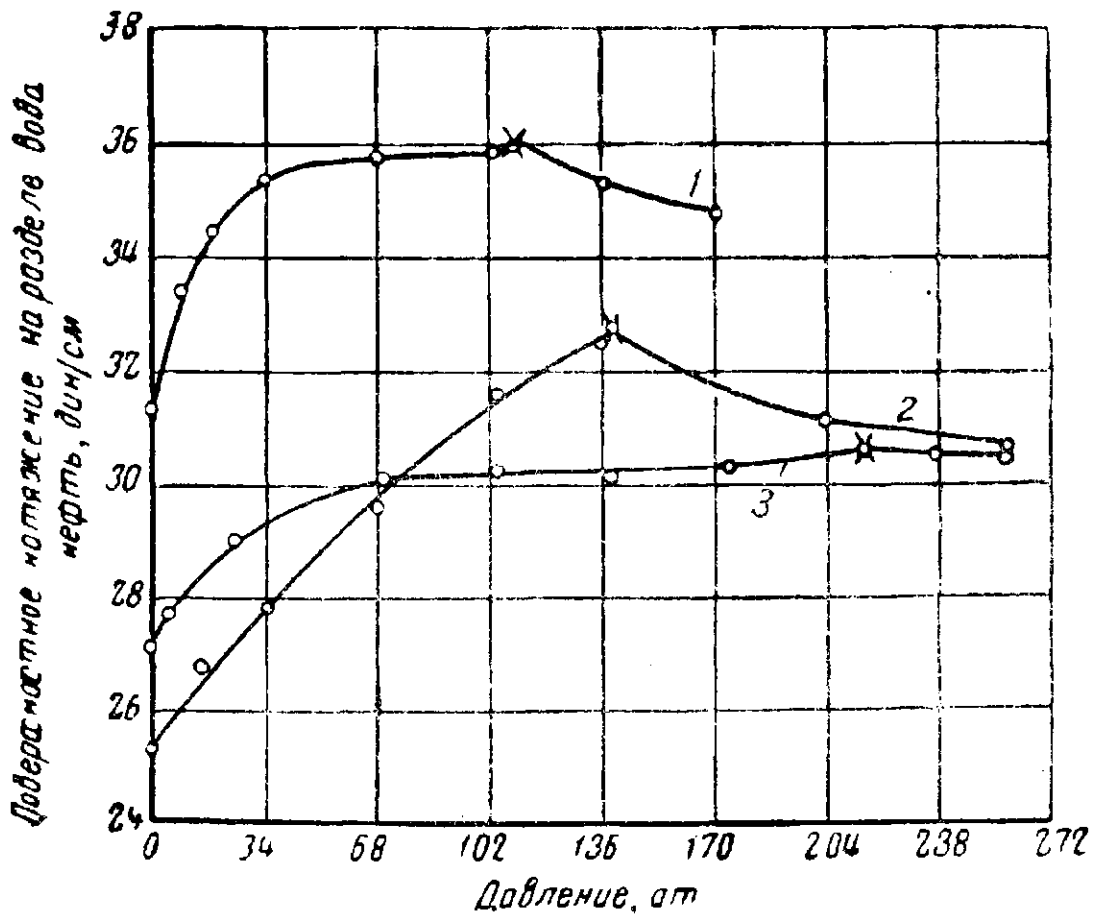
1, 2 — воздух; *3, 4, 6* — нефтяной газ; *5* — двуокись углерода; *7* — бензол, двуокись углерода.



Фиг. 53. Поверхностное натяжение воды на границе с природным газом в зависимости от давления насыщения.



Фиг. 54. Изменение поверхностного натяжения на разделе нефть — вода с температурой для ряда нефтей из Северо-западного Техаса.



Фиг. 55. Поверхностное натяжение на границе нефть — вода в зависимости от давления насыщения. Крестики показывают точки парообразования (насыщения).

тенденция полученных данных такова, что более низкие поверхностные натяжения на разделе двух фаз свойственны более легким нефтям.

Влияние растворенного газа и давления на поверхностное натяжение на границе нефть — вода показано на фиг. 55. Кривая *1* относится к сырой нефти уд. веса 0,856, из которой выделяется 114,2 $м^3$ газа на 1 $м^3$ нефти при быстром снижении давления от 212,2 *ат* до атмосферного и температуры от 81,1 до 25,6° С. Кривая *2* относится к сырой нефти уд. веса 0,838, из которой выделяется 98,13 $м^3$ газа на 1 $м^3$ при мгновенном снижении давления от 138,4 *ат* до атмосферного и температуры от 76,7 до 25,6° С. На кривой *3* приведена изотерма поверхностного натяжения сырой нефти уд. веса 0,816 с растворимостью 115,8 $м^3$ газа на 1 $м^3$ нефти при давлении 106,8 *ат* и 54,5° С. Все эксперименты проводились при соответствующих пластовых температурах 81,1°; 76,7° и 54,5° С. Следует заметить, что поверхностное натяжение на разделе индивидуальных систем нефть — вода увеличивается по мере роста количества растворенного газа, но медленно падает, когда давление поднимается выше точки парообразования.

2.13. Воды нефтяных месторождений. В параграфе 1.2 было указано, что все нефтеносные породы, содержащие нефть или газ, обладают водяной фазой, обычно называемой связанной водой. Большинство нефтяных пластов переходит на погружении в пласты, содержащие воду. Пластовые воды[1] обладают минеральным содержанием, часто характеризующим залегающий пласт. Их минеральный состав можно использовать для обнаружения источника вод, поступающих с нефтью из скважины. По водам нефтяных месторождений можно судить о геологическом процессе образования нефтяных месторождений. В некоторых нефтяных месторождениях подземные воды близки по составу к воде океана. Однако среди различных составов буровых вод, встречающихся в нефтяных пластах, наблюдается большое разнообразие. Состав буровых вод обычно выражается весовыми концентрациями анионов и катионов в *мг/л*.

2.14. Заключение. Физическое поведение углеводородных жидкостей и газа можно описать функциональными зависимостями между переменными: давлением, объемом и температурой, связанными с этими жидкостями. При постоянной темпера-

---

[1] Тождество состава связанной воды и краевых пластовых вод представляет спорный вопрос. Некоторые исследователи приводят доказательства в подтверждение этого предположения. Однако анализы солености вод, выжатых из кернов, взятых при бурении грязевым раствором на нефтяной основе, часто показывают такие изменения минерализации в пределах отдельных эксплуатационных зон, что вызывают серьезное сомнение в том, находится ли в равновесии связанная вода по своему составу с пластовыми и краевыми водами.

туре объем газовой фазы уменьшается с увеличением давления от начальных низких значений до наступления точки, при которой начинается конденсация жидкости. Когда объем продолжает уменьшаться, давление остается постоянным до тех пор, пока не исчезает газ («точка парообразования») (фиг. 1). Дальнейшее уменьшение объема требует быстрого подъема давления соответственно низкой сжимаемости жидкой фазы. Интервал объема, соответствующего отрезку постоянного давления, сокращается с возрастанием температуры, когда наступает конденсация или испарение (при увеличении объема). Если температура продолжает повышаться, точка конденсации и точка парообразования сливаются вместе, и указанный интервал исчезает. Свойства газовой и жидкой фаз становятся тождественными, и тогда система находится в критическом состоянии. При более высоких температурах углеводород остается в единой фазе, которая, строго говоря, ни газ, ни жидкость.

Общей чертой давления, температуры и характера изменения объема чистых углеводородов является то, что давления на точке конденсации и точке парообразования одинаковы для постоянных температур. Диаграмма зависимости давление — температура состоит из единой и однозначной монотонной кривой, а именно кривой упругости пара соединения (фиг. 5). Эта простота нарушается для многокомпонентных и даже бинарных углеводородных смесей. В процессе изотермической конденсации газовой фазы давление увеличивается так, что давление точки парообразования превышает давление точки конденсации (фиг. 6). Кривая в координатах «давление — объем», характеризующая состояние насыщенного пара, т. е. кривая точки конденсации, и насыщенной жидкости, т. е. кривая точки парообразования, соединяются при давлении ниже максимума комбинированной граничной кривой (фиг. 7). Из этого следует, что для бинарных и многокомпонентных систем критическое давление и температура у соединения кривых точки конденсации и точки парообразования не представляют собой более максимальных значений, при которых могут существовать два фазовых условия. Критическое состояние определяется тождеством интенсивных свойств сосуществующих газовой и жидкой фаз. Критические давление и температура ниже максимальных давления (криконденбар) и температуры (криконденterм) двухфазных граничных кривых.

Когда давление на углеводородную смесь поддерживается постоянным, то на промежуточном значении между критическим и максимальным двухфазными давлениями встречаются ретроградные явления, если температура или объем при этом менялись монотонно так, что система переходила от одного состояния точки парообразования к другому или от одного состояния точки конденсации к другому. Например, оба конечных состояния представляют собой точки парообразования; тогда углеводородная смесь в этих состояниях находится полностью в жидкой

фазе. Однако во время процесса перехода система между этими точками парообразования находится в двухфазной области. Происходит развитие газовой фазы, затем ее усадка и конечное исчезновение, в то время как объем или температура продолжают монотонно изменяться. При более низких температурах и давлениях «нормальное» поведение жидких систем состоит в том, что изобарный рост температуры приводит к длительному испарению жидкой фазы. Аналогичное испарение возникает на первых стадиях увеличения температуры выше низкотемпературной точки парообразования в ретроградном процессе испарения. Более поздние стадии создают конденсацию газовой фазы и ее конечное исчезновение по мере дальнейшего роста температуры до высокотемпературной точки парообразования. Это последнее явление и называется «ретроградным». По характеру граничных кривых вблизи критического состояния можно показать, что ретроградное изменение возникает при соответствующих условиях у всех фактически многокомпонентных углеводородных смесей. Ретроградные явления имеют большое значение при разработке конденсатных или дестиллатных месторождений.

Газ на точке конденсации и жидкость на точке парообразования обладают составом, тождественным с составом системы в целом. В двухфазной области состав сосуществующих фаз отличается друг от друга, а также от состава сложной системы. Жидкость, конденсирующаяся из газа на точке конденсации, относительно богата тяжелыми компонентами. По мере подъема давления и дальнейшей конденсации в жидкую фазу вступают более летучие компоненты, делая ее более легкой. Удаление конденсируемых компонентов одновременно понижает молекулярный вес газовой фазы. При точке парообразования, когда состав жидкой фазы соответствует составу смеси, последние следы газовой фазы имеют максимальную концентрацию наиболее летучих компонентов (фиг. 10 и 17).

Для установления изменений в объеме обычных многокомпонентных углеводородных систем, например, смеси природного газа и сырой нефти, достаточно выразить суммарный состав системы относительными величинами газовой и жидкой фаз при обычных условиях. Это простое соотношение называется газовым фактором и выражается в куб. метрах газа на тонну или куб. метр нефти. В дальнейшем газовая фаза может быть уточнена по ее составу. Обычно ограничиваются данными о среднем молекулярном или удельном весе (плотности) газа по отношению к воздуху. Достаточно знать плотность газа, чтобы определить его поведение в чисто газовой фазе, т. е. дать его уравнение состояния. Это последнее есть уравнение состояния идеального газа, где сомножителем к температурному члену является поправочный коэффициент, известный как «коэффициент отклонения», «коэффициент сжимаемости» или «коэффициент сверхсжимаемости» [уравнение 2.7 (1)]. Были разработаны корреляционные множители для этих коэффициентов отклонения,

исходя из приведенных давлений и температур системы (фиг. 20). Значения последних представляют действительные давления и температуры, деленные на «псевдокритические давления и температуры».

Псевдокритические давления и температуры являются либо средневзвешенными от состава чистых компонентов, либо выведенными, основываясь на плотности газа (фиг. 21). Жидкую фазу сложных углеводородных систем полностью описать при помощи простого понятия затруднительно. Для характеристики ее необходимо, как минимум, знать ее плотность, средний молекулярный вес и некоторые данные об ее составе. Однако выражение состава жидкой фазы даже через гептаны не может еще дать полного количественного представления об ее изменении вблизи критической области.

В двухфазной области у смесей из насыщенного газа и сырой нефти для получения качественной характеристики, общей для всех этих систем, достаточно провести непосредственный эксперимент над соответствующими образцами газа или нефти. Так, удельные объемы (величины, обратные плотности соединения) уменьшаются с ростом давления. Скорость уменьшения объема, являющаяся мерой сжимаемости, падает скачкообразно на точках парообразования при температурах, отдаленных от критических (фиг. 22). При постоянных давлениях удельный объем увеличивается с температурой. Изменение наклона кривой происходит вновь на точках парообразования, что соответствует падению коэффициента теплового расширения при вступлении в насыщенную жидкостью область (фиг. 23). Если система поддерживается на постоянном объеме, то с повышением температуры происходит рост давления. Наклоны кривых вновь круто меняются на точках парообразования, как и при бинарных системах даже чистых компонентов. В процессе температурного приближения к точке парообразования плотность каждой фазы сближается с другой по величине (фиг. 24). Полное равенство достигается лишь в критической точке.

Как и следует ожидать, «объемный коэффициент нефти», т. е. объем одного нормального кубометра нефти в пластовых условиях, повышается при постоянных давлении и температуре с ростом газового фактора. Скорость повышения объема уменьшается для более высоких давлений (фиг. 25). Растворимость газа в жидкости на точке парообразования уменьшается с повышением температуры, но увеличивается с ростом давления. Первоначальный подъем кривой растворимости с повышением давления обычно очень крут, а затем падает до приблизительно линейного изменения. Однако растворимость может вновь ускориться при давлениях в несколько сотен атмосфер (фиг. 27). Растворимость увеличивается также с уменьшением плотности сырой нефти.

Для уточнения объемного поведения систем, состоящих из природного газа и сырой нефти, в условиях, далеких от кри-

тического состояния, разработаны корреляционные диаграммы и методика их применения. Точность предлагаемого способа, разумеется, зависит от полноты и точности определения исходных основных данных. Так, если даны плотность сырой нефти и давление насыщения, то растворимость газа можно оценить, за исключением очень малых давлений, с точностью примерно до 25% (фиг. 28). Если известны плотность сырой нефти и общая растворимость газа, можно определить плотность газа, выделившегося из раствора, с точностью до 10% (фиг. 29).

Зная растворимость газа, можно определить с точностью до 15% усадку жидкости в точке парообразования при выделении газа из раствора (фиг. 30). Разработаны также корреляционные диаграммы определения непосредственной термической усадки остаточной нефти при понижении ее температуры от пластовой до стандартной 15,5° С (фиг. 31).

Если известны плотность газа и сырой нефти, растворимость, пластовые давление и температура, можно вычислить усадку нефти с вероятной ошибкой в 5%. Этот вывод получается из корреляционных кривых, дающих кажущуюся плотность жидкости, являющейся раствором газа, в зависимости от его плотности в сырых нефтях разного удельного веса (фиг. 32). Если известен также состав газа, то для получения суммарного состава жидкости в точке парообразования вычисления могут быть уточнены при помощи добавления объемных долей отдельных растворенных компонентов. В эффективные плотности растворенных метана и этана можно внести поправки на эффект их концентрации в системе в целом, а также на среднюю плотность более тяжелых составляющих (фиг. 35).

Определение заранее составов газовой и жидкой фаз сложной углеводородной смеси с изменением ее давления и температуры требует другого подхода. Исходя из подробного анализа составов сосуществующих фаз в естественных смесях при различных давлениях и температурах, были подсчитаны и составлены таблицы и диаграммы соотношений мольных концентраций в газовой фазе к мольным концентрациям в жидкой фазе для отдельных компонентов в зависимости от давления и температуры. Если бы углеводородная система подчинялась законам идеального раствора и идеального газа, то значения этих соотношений можно было высчитать непосредственно как функции давления и температуры. Наблюденные отклонения соотношений от идеального поведения и высчитанных значений не явились случайными. Однако, предполагая, что они останутся не зависимыми от суммарного состава системы, их назвали «константами равновесия». По мере накопления данных выяснилось, что эти соотношения зависят от состава смесей в целом, особенно при более высоких давлениях, а для метана и этана — даже при низком давлении (табл. 3 и 4). Отсюда более правильно называть эти величины «равновесными соотношениями» (или «коэффициентом распределения»).

Если рассматривать равновесные соотношения как строго эмпирические данные, их можно использовать в пределах их справедливости для вычисления составов сосуществующих фаз углеводородных смесей и соответствующих точек конденсации и парообразования [уравнения 2.9(4) — 2.9(8)]. При подсчете фазовых составов первоначальное суммарное мольное распределение между обеими фазами получается методом последовательного приближения. Установив это распределение, получают затем мольные концентрации отдельных фаз при помощи незначительного дополнительного расчета. Для этого, а также для определения граничной точки необходимо знать заранее суммарный состав сложной смеси.

Пользуясь указанной методикой, можно высчитать результаты однократного (контактного) или дифференциального выделения газа из жидкости в точке насыщения или из двухфазной системы при высоких температуре и давлении, существующих в пласте и у башмака фонтанных труб в скважине, до давлений и температур сепаратора или емкости на дневной поверхности. Полученные вычисления можно повторить с соответствующими изменениями, чтобы показать влияние различных типов и условий одинарной или ступенчатой сепарации на количество и характер выделившегося газа и добытой нефти. Приведенная методика (фиг. 43) особенно удобна для обработки опытных данных, так как она предусматривает интервалы давлений и температур, имеющих достаточно равновесных соотношений, чтобы избежать ненадежной экстраполяции.

Из физического определения критической точки следует, что равновесные соотношения для всех отдельных компонентов должны сходиться к единице при критических давлении и температуре. Положение самого критического состояния весьма чувствительно к суммарному составу углеводородной системы. Очевидно, и равновесные соотношения чувствительны к суммарному составу в области, близкой к критической.

Все до сих пор изученные системы качественно обладают характерным изменением давления при постоянной температуре. Как это вытекает из теории идеальных раствора и газа при низких давлениях, эти соотношения меняются приблизительно обратно пропорционально давлению. В интервале нормальных температур соотношение для метана монотонно уменьшается с ростом давления к значению единица. Для других компонентов следует заметить, что сначала эти соотношения уменьшаются до значения единицы при давлении, приблизительно равном упругости пара чистого компонента для пропана. Затем они падают до минимальных значений в интервале давлений 34—68 *ат*, после чего вновь возрастают и по мере увеличения давления стремятся к единице. Это уменьшение происходит с падением температуры и ростом молекулярного веса чистого компонента. На практике отдельные компоненты смеси обычно ограничиваются гексанами. Более тяжелые компоненты нефти рассматри-

ваются вместе как гептаны плюс остальные. Соотношения для последнего компонента особенно неустойчивы при высоких давлениях и зависят от свойств нефти, которую они представляют.

При рассмотрении динамического поведения газа и нефти в нефтеносных породах необходимо учитывать важную роль вязкости жидкости. Вязкость зависит от давления, температуры, состава и фазы системы и должна поэтому рассматриваться, как и термодинамические свойства углеводородных смесей, с эмпирической точки зрения. Для количественных целей необходимо проводить измерения в каждом конкретном случае. Для оценки вязкости, когда специальных измерений осуществить нельзя, в настоящее время имеется достаточно данных. Вязкости углеводородных газов при атмосферном давлении обычно ниже вязкостей других газов или паров, за исключением водорода. Они увеличиваются с ростом температуры и уменьшением молекулярного веса (фиг. 44) и возрастают, когда давление становится выше атмосферного. При высоких давлениях изменения вязкости с температурой и молекулярным весом становятся обратно пропорциональны и показывают изменения, характерные для углеводородной, а также других жидкостей (фиг. 45). В интервале температур от 15,5° до 143,4° С вязкость сырых нефтей при атмосферном давлении может меняться в 50 раз (фиг. 47). Эта степень изменения обычно сокращается по мере уменьшения вязкости при 15,5° С. При атмосферном давлении вязкость свободной от газа жидкости при постоянной температуре уменьшается монотонно с ростом плотности сырой нефти (фиг. 48). Одно давление при возрастании на 69 *ат* повышает вязкость сырых нефтей на 10—20% (фиг. 49).

Газ, растворенный в сырой нефти, при высокой температуре существенно понижает ее вязкость. Вязкость нефтей с растворенным в них газом может быть увязана с количеством газа в растворе (фиг. 50). Уменьшение вязкости, обусловленное данным количеством растворенного газа, увеличивается с вязкостью жидкости, свободной от газа.

Изучение поверхностного натяжения жидкости на границе с воздухом и на границе двух фаз в нефтеносных породах необходимо для понимания деталей механизма нефтеотдачи, несмотря на то, что количественное использование этого явления еще весьма ограничено. Наблюдаемые поверхностные натяжения для сырых нефтей на границе с воздухом колеблются от 24 до 38 *дн/см*. Они уменьшаются с ростом температуры и понижением молекулярного веса (фиг. 51).

Вследствие противоположных эффектов неорганических минеральных солей и растворенных поверхностно активных агентов буровые воды могут иметь поверхностные натяжения меньше или больше, чем для чистой воды (72,6 *дн/см* при 21,1° С). Имеющиеся данные показывают колебания от 59 до 76 *дн/см*.

Растворенный газ снижает поверхностное натяжение сырых нефтей, причем величина уменьшения зависит от количества и

природы газа (фиг. 52). При пластовых температурах и давлениях, превышающих 65,6° С и 204 *ат*, газонасыщенные нефти могут иметь поверхностные натяжения порядка 1 *дн/см*. Растворимость естественного газа в воде значительно меньше, чем в нефти, но при высоких температурах газ, растворенный в подземных водах, также приводит к весьма заметным снижениям в значении поверхностного натяжения (фиг. 53).

Натяжения на разделе нефть — вода также уменьшаются с ростом температуры, хотя и не так быстро, как при изменении поверхностного натяжения на границе с воздухом (фиг. 54). При обычных условиях измеренные значения поверхностного натяжения на границе сырая нефть — буровая вода обычно колеблются между 15 и 30 *дн/см* и ниже для сырых нефтей малого удельного веса. Газ в растворе увеличивает поверхностное натяжение на границе двух фаз, но увеличение давления выше точки парообразования вызывает его снижение (фиг. 55).

Солевой состав и минерализация буровых вод колеблются в очень широких пределах от концентраций настолько малых, что вода становится лишь солоноватой, до максимума в 642 000 *мг* на 1 *л* и удельного веса воды 1,458.

Состав буровых вод не имеет большого отношения к термодинамическим явлениям, связанным с нефтедобычей. Однако знание состава вод весьма необходимо при определении источника появления воды, извлекаемой вместе с нефтью, а также для выяснения геологического процесса образования нефтеносной залежи.

ГЛАВА 3

СВОЙСТВА НЕФТЕНОСНЫХ ПОРОД И ИХ СВЯЗЬ С НЕФТЕОТДАЧЕЙ. АНАЛИЗ КЕРНОВ[1]

3.1. Содержание жидкости в глубинных породах. Керны, или образцы горных пород, извлекаемые на дневную поверхность при бурении скважин, содержат в своих порах различное количество жидкости. Одним из важных разделов анализа кернов является определение природы и количества этого жидкого содержимого.

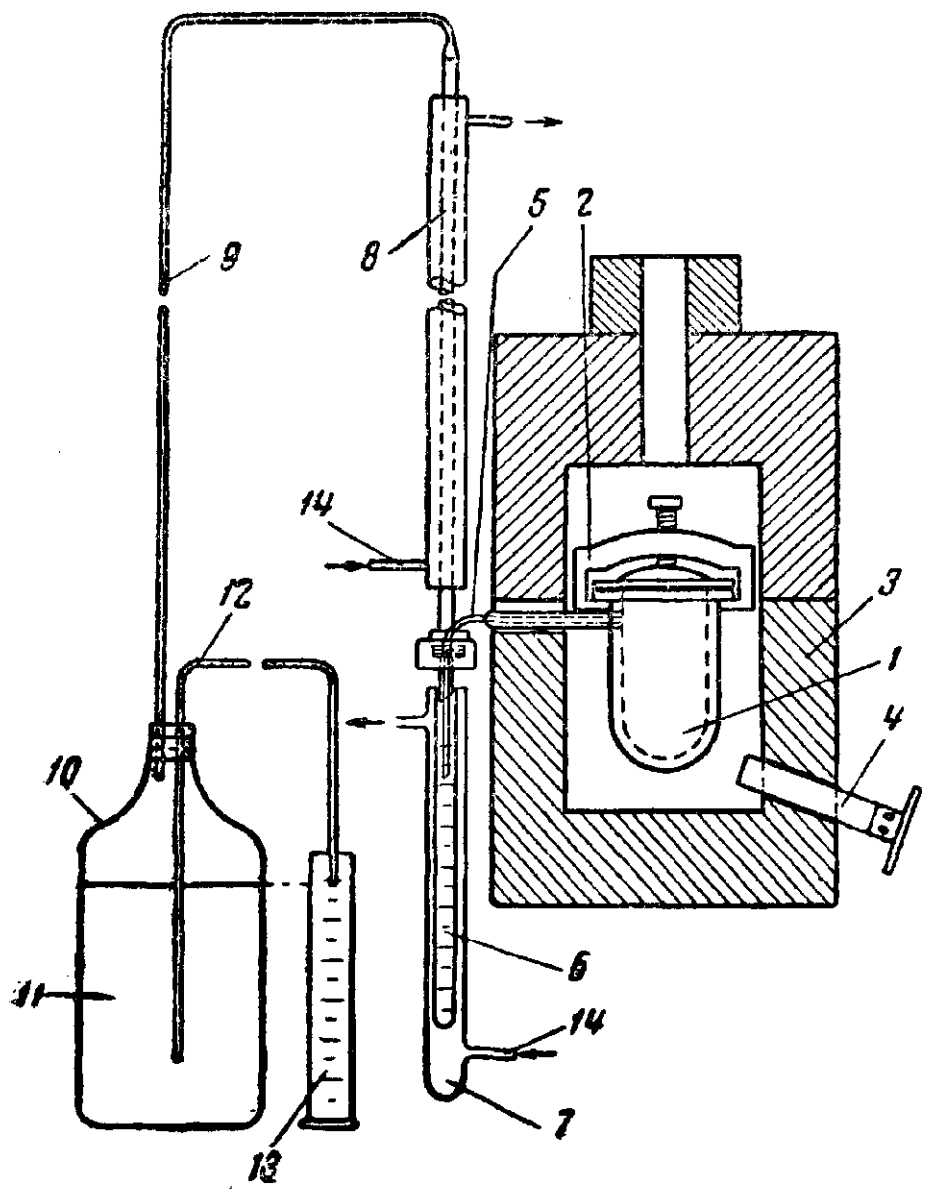
Для этой цели применяют ретортный метод, или же метод растворения и перегонки. При ретортном методе берут от 100 до 200 *г* измельченной породы и помещают в металлическую реторту — медную или чугунную. Реторту подогревают на огне, и жидкое содержимое горной породы подвергается перегонке. На фиг. 56 показана схема такого устройства. Процесс подогрева производится в два этапа. На первом этапе температура подогрева доводится до 180—200° С для испарения воды и легких фракций нефти, которые могут содержаться в породе. На это затрачивается от 40 мин. до 1 часа. Затем температура в реторте повышается до 600° С для испарения тяжелых нефтяных остатков и выдерживается при этом в течение получаса. Испарившиеся в процессе перегонки вещества собираются в градуированные приемные цилиндры и замеряются. Приемные цилиндры соединяются с донышком конденсационной колонки, в которую поступают пары из реторты. Для облегчения сепарации нефти от воды содержимое приемного цилиндра подвергается центрифугированию. Полученные объемы жидкости обычно выражают в процентах насыщения порового пространства. Последнее рассчитывается из видимого объема образцов породы, заложенных в ретерту, способом вытеснения или же по весу образца и уд. весу породы, а также с учетом пористости, определенной по кусочку породы из керна.

---

[1] Физические свойства нефтяных коллекторов, в основном пористость и проницаемость горных пород, были довольно подробно рассмотрены в книге М. Маскета «Течение однородной жидкости в пористой среде», Гостоптехиздат, 1949.

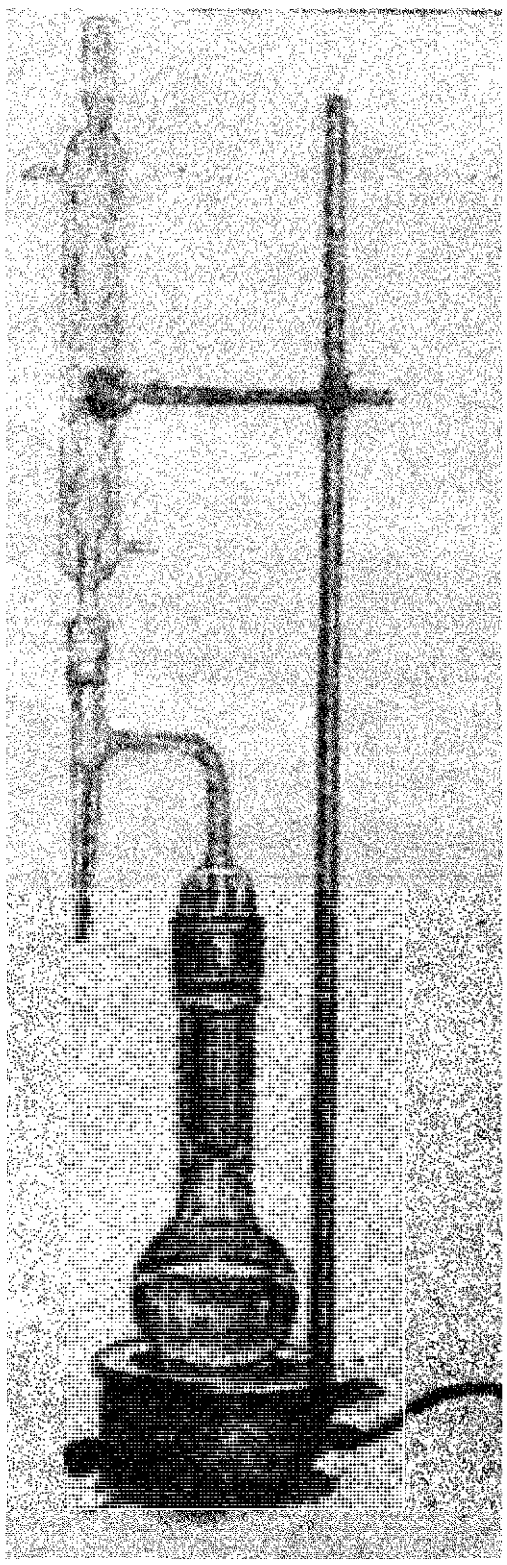
Для получения точных результатов по этому методу в него необходимо ввести ряд коррективов. Сюда входят учет излишка воды, связанного с испарением кристаллизационной воды горной породы в процессе высокотемпературного нагревания, и изменения плотности нефти после перегонки по сравнению с исходным веществом, находившимся в порах керна до перегонки.

Для получения соответствующих поправочных коэффициентов надо предварительно провести калибровочные испытания над синтетическими смесями, состоящими из образцов горных пород, воды и нефти.



Фиг. 56. Схема ретортного метода для определения нефте- и водонасыщенности.

1 — реторта; *2* — зажим для крышки реторты; *3* — печь; *4* — форсунка; *5* — выводная трубка; *6*—градуированный сборный цилиндр; *7* — водяная рубашка; *8* — холодильник; *9* — газоотводная трубка; *10* — газометр; *11* — вода; *12* — сифон для вытеснения воды; *13* — градуированный цилиндр; *14* — вода к холодильнику.



Фиг. 57. Экстракционный прибор для определения водо- и нефтесодержания кернов.

Методика определения насыщения породы жидкостями экстракционным способом в основном состоит из комбинации стандартного метода определения воды в нефтепродуктах по Дину и Старку и экстракции породы в приборе Сокслета. На фиг. 57 показан обычный прибор для выполнения этих обоих этапов, т. е. определения водо- и нефтенасыщенности кернов.

В пористый заранее взвешенный стаканчик насыпается от 50 до 100 *г* измельченного керна и определяется очень точно суммарный вес стаканчика с породой. Затем стаканчик подвешивается в колбе, куда залит соответствующий растворитель, например, легкая нафта, толуол, тетрахлорэтан и ксилен с точкой кипения, близкой к 100° С, и который не смешивается с водой, но растворяется в нефти, или наоборот. Колба присоединяется к ректификационной колонке с водяной ловушкой и подвергается подогреву. Нагрев колбы длится до тех пор, пока вся вода не осядет в ловушку и не закончится экстракция нефти из породы. Последний этап занимает в 4—5 раз больше времени, чем это требуется для отгонки воды, и продолжается обычно от 2 до 5 час. Иногда полная экстракция образца требует от 12 до 24 час. После окончания процесса экстракции подогрев колбы прекращают и после небольшого охлаждения стаканчик с породой вынимают из колбы и отгоняют растворитель в сушильном шкафу при температуре около 105° С. После этого стаканчик с породой подвергают вторичному взвешиванию и определяют общую потерю веса породы. Часть этой потери, связанную с отгонкой воды, получают из объема или веса воды, накопившейся в ловушке. Разность весов между общей потерей и весом воды дает вес извлеченной нефти. При известном удельном весе нефти легко установить занимаемый ею объем [1].

Полученные объемы воды и нефти легко перевести в процентное содержание насыщения жидкостью порового пространства, учитывая кажущуюся плотность и пористость соседних кусочков керна, а также измеренный вес сухого керна, взятого для экстрагирования.

В данном случае также приходится вводить некоторые поправки на отобранный объем дестиллированной воды в связи с присутствием соли в первоначально содержащейся воде в породе до перегонки и уточнение плотности нефти после перегонки растворителя из экстракта растворитель — остаточная нефть [2].

Когда образцы породы очень малы или имеют заниженное нефтенасыщение, точность определения нефтесодержания может быть повышена применением метода вакуумной перегонки. Последний метод дает возможность применять пониженные температуры перегонки, стеклянную аппаратуру и весовые способы замера потери жидкости.

---

[1] Если для извлечения нефти применяется летучий растворитель, например пентан, то объем нефти можно определить весьма аккуратной отгонкой растворителя из раствора последнего в нефти. Разумеется, при этом вся вода должна быть предварительно удалена из образца жидкостью с более высокой точкой кипения, чем это требуется по Дину и Старку.

[2] Определение уд. веса нефти в процессе общего анализа кернов, хотя и не очень тщательное, имеет большое практическое значение для общей оценки разреза, из которого взят керн. Если количество нефти, полученное из кернов, невелико для обычных методов определения плотности ее весовым способом, можно определить коэффициент рефракции нефти для вычисления удельного веса ее.

Эвакуированный керн остается чистым в процессе перегонки, так что его можно использовать для измерения пористости и проницаемости по воздуху. Вместе с тем потеря кристаллизационной воды из породы может привести к преувеличенным значениям при замере проницаемости для воды. Последний метод имеет особое значение при анализе кернов из конденсатных пластов.

3.2. Соленость. Измерения солености воды в кернах основываются на допущении, что все растворимые хлориды, находящиеся в образце породы, присутствуют в связанной воде. Согласно этому принятая методика состоит в растирании навески измельченного керна (5—20 *г*) и в смешении с 100—150 *см*^{3} дестиллированной воды до полного растворения хлоридов. После этого воду и песок разделяют фильтрованием и некоторую часть фильтрата подвергают титрованию. Результирующее содержание хлоридов выражается в миллиграммах на литр после предварительного определения количества воды в керне на единицу веса породы.

3.3. Проницаемость «глинистых» песков. Измерения проницаемости горных пород основываются на допущениях, что жидкость, проходящая через образец породы, однородна, течение ее ламинарно, и протекающая жидкость не реагирует с пористой средой. С точки зрения реального нефтяного пласта серьезное ограничение, налагаемое первым условием, является в настоящее время общепризнанным и будет подробно рассмотрено в главе 4 и последующих разделах книги. Хотя систем со строго однородной жидкостью в естественных подземных нефтяных резервуарах встретить нельзя, но измерение проницаемости для однородной жидкости дает удобную и полезную основу для сравнения при изучении проницаемости систем с многофазным течением.

Допущение ламинарного течения не встречает серьезного возражения относительно справедливости его для естественных нефтяных пластов, так как за исключением непосредственной близости к забоям скважин, работающих с очень высокими дебитами, течение жидкости в пластах лежит в ламинарной области.

За последние годы было установлено, что жидкость влияет на проницаемость пористой среды и что принятое допущение об отсутствии реакции между жидкостью и пористой средой для очень многих нефтяных пластов является неправильным. На это явление было обращено особое. внимание в Калифорнии, где было установлено для ряда коллекторов, что проницаемость экстрагированного керна намного ниже для воды, чем для воздуха. Кроме того, проницаемость для соленой воды обычно больше, чем для пресной воды. Во многих случаях было замечено, что проницаемость породы для пресной воды равнялась

нулю. В табл. 6 приведены некоторые из опубликованных материалов по этому вопросу.

Таблица 6

Проницаемость песчаников для воздуха, соленой и пресной воды в миллидарси

Воздух	Соленая вода	Пресная вода	Воздух	Соленая вода	Пресная вода
18800	15800	15100	173	74	0,8
1690	1690	1670	112	0,8	0,5
3540	2093	2,4	105	0,9	0,9
34800	23600	9,9	81	76	66
2560	216	0,0	9,5	6,3	5,7
1020	114	20	92	89	12
1490	0,45	0,0	31	31	12
645	573	568	28	3,3	0,0
565	505	210	6,9	6,1	0,06
438	360	4,9	5,5	0,07	0,07
175	153	3,9	5,8	0,2	0,0
705	147	0,0			

В табл. 7 приведены результаты 15 измерений проницаемости образцов нефтяного коллектора, извлеченных из скважины на интервале 7 *м*. Особенно обращает на себя внимание разница между образцами 10 и 11, т. е. между чистым песком и породой, содержащей гидратирующийся материал.

Таблица 7

Проницаемость для воздуха и воды у чистых и глинистых песчаников в миллидарси

№ образцов	Проницаемость для		
	воздуха	соленой воды	пресной воды
1	3970	635	217
2	4790	2020	1650
3	4490	965	313
4	2640	734	520
5	4810	2670	2340
6	5280	2400	1980
7	5730	2270	1400
8	10900	4660	1740
9	6600	3250	2680
10	5270	2995	2830
11	5650	2210	7,4
12	7760	2640	10,0
13	2430	1190	2,6
14	4070	1290	7,5
15	2260	1070	90,0

Причину этого явления обычно относят к «загрязнению» песков и считают, что поровое пространство между сцементированными зернами песчаника содержит в этом случае вещество,

разбухающее в воде. Это вещество состоит большей частью (как показывают минералогическое исследование и изучение рентгеновскими лучами) из глин. Известно, что аргиллиты и бентониты хорошо гидратируются и разбухают в своем объеме при контакте с водой. Такое разбухание может, очевидно, уменьшить проницаемость породы во много раз. Исследование песчаных коллекторов нефти в Пенсильвании показало, что уменьшение проницаемости находится в зависимости от pH воды, — при низких pH проницаемость меньше меняется.

Процессы флоккуляции и дефлоккуляции глин, непосредственно связанные с явлением гидратации, очевидно, играют важную роль в явлении набухания. Сложное взаимодействие между глиной и водой зависит от природы частиц в поровом пространстве и от ионного состава воды. Вне зависимости от механизма набухания необходимо учитывать последнее явление при оценке и производстве измерений проницаемости. Именно это обстоятельство дало возможность частично объяснить в Калифорнии причину больших расхождений (в 10—50 раз) между фактической продуктивностью скважин и подсчитанной из замеров проницаемости образцов пород продуктивного коллектора.

Измерение проницаемости производили по воздуху. В остальных нефтедобывающих районах не сообщалось о таких разительных эффектах. Однако заилованные, глинистые пески встречаются и в месторождениях Мид-Континента в некоторых сложенных сцементированными песчаниками залежах побережья Залива и по крайней мере в одном из крупнейших месторождений Восточной Венецуэлы. В большинстве случаев эти пески имеют достаточно низкую воздухопроницаемость. Следует отметить, что (как видно из табл. 7) даже высокопроницаемые песчаники могут в значительной степени терять это свойство при контакте с водой.

Интересно заметить, что взаимодействие между водой и глинистыми песками обычно имеет обратимый характер. Отбрасывая случаи, когда вода может полностью разрушить горную породу или вымыть всю глину из нее, видно, что длительное течение любой жидкости через образец породы восстанавливает проницаемость ее для данной жидкости, по крайней мере порядок ее величины, несмотря на предыдущие осложнения с течением. В частности, при сушке или экстракции керна, содержащего воду и имеющего очень малую проницаемость, можно обычно восстановить воздухопроницаемость до значения, равного или большего первоначальной проницаемости породы.

Явление обратимости дает возможность восстановить эксплуатационную производительность скважины, забой которой подвергся «водяной блокаде», путем просушки призабойной зоны нагнетанием в пласт сухого газа.

Из всего сказанного ясно, что воздухопроницаемость не может быть принята за комплексный динамический показатель эксплуатационной нефтеотдачи естественного нефтеносного пес-

чаника, если только не известно, что он представлен чистой кварцевой разновидностью. Если же это остается неизвестным, необходимо делать проверку проницаемости породы для воды. Взаимодействие воды с породой необходимо учитывать во всех практических применениях [1] в свете того обстоятельства, что все породы, представляющие осадочные образования, включая сюда и нефтеносные коллекторы, первоначально содержат некоторое количество воды. Однако ввиду простоты измерений полезно все же замерять проницаемость породы по воздуху, даже если она заилована, для получения сравнительного эталона при иных измерениях проницаемости.

3.4. Интерпретация данных по водо- и нефтенасыщенности.

Было показано, что определение нефте- и водонасыщенности кернов в лабораторных условиях может быть выполнено с достаточной точностью. Однако следует отметить, что определение по указанной методике насыщения жидкостями кернов, взятых из пластов высокого давления, не подвергшихся истощению, дает конечное состояние нефте- и водонасыщенности в породе.

Дело в том, что в процессе взятия керна колонковым долотом глинистый раствор проникает в породу с содержащейся в ней пластовой жидкостью и производит смешение последней с фильтратом из глинистого раствора по всей периферии керна. Так как давление закачиваемого в скважину глинистого раствора обычно выше пластового давления, то бурильная жидкость пропитывает породу на забое раньше, чем столбик последней войдет в колонковую трубу. При этом неизбежно произойдет вытеснение из породы некоторого количества первоначально заключенной в ней жидкости.

Когда керн находится в колонковой трубе, он не сохраняет той жидкости, которая присутствует в пласте. В процессе извлечения керна на дневную поверхность происходит дополнительное изменение этой жидкости. Колонковые долота, применяемые в бурении, не приспособлены к работе под давлением. Поэтому, когда керн извлечен на поверхность, давление под которым он был взят из пласта, снижается до атмосферного. При этом газ, растворенный в нефти или в воде, заключенной в поровом пространстве, выделяется из раствора и вытесняет некоторое количество жидкости на пути подъема керна. Когда керн извлекается из долота, он уже лишен своего давления и почти всей своей начальной жидкости. Лабораторный анализ нефте- и водосодержания кернов устанавливает лишь остаточное насыщение породы, происшедшее в результате несовершенства методов взятия кер-

---

[1] «Влажная» проницаемость, т. е. проницаемость по воздуху образца породы, с обычным содержанием связанной воды дает более подходящий критерий определения фильтрационной способности породы в естественных пластовых условиях. Однако количественное значение таких замеров следует оценивать с осторожностью.

нов. Вследствие невозможности проконтролировать процесс вытеснения пластовой жидкости во время взятия кернов конечное состояние последних на поверхности может изменяться в широком интервале. Отсюда количественные значения водо- и нефтенасыщенности при лабораторных определениях обычно имеют чисто статистическое значение. Разумеется, для опытного аналитика полученные данные по нефте- и водосодержанию керна могут явиться руководящим указанием при описании потенциальной нефтеотдачи коллектора, из которого были извлечены керны.

Если керн был взят в процессе бурения с глинистым раствором на водяной основе, то остаточное нефтенасыщение, устанавливаемое при анализе керна и откорректированное на усадку нефти, связанную с выделением газа, дает только минимум первоначального нефтесодержания, которое может в 2—3 раза превышать результат проведенного анализа.

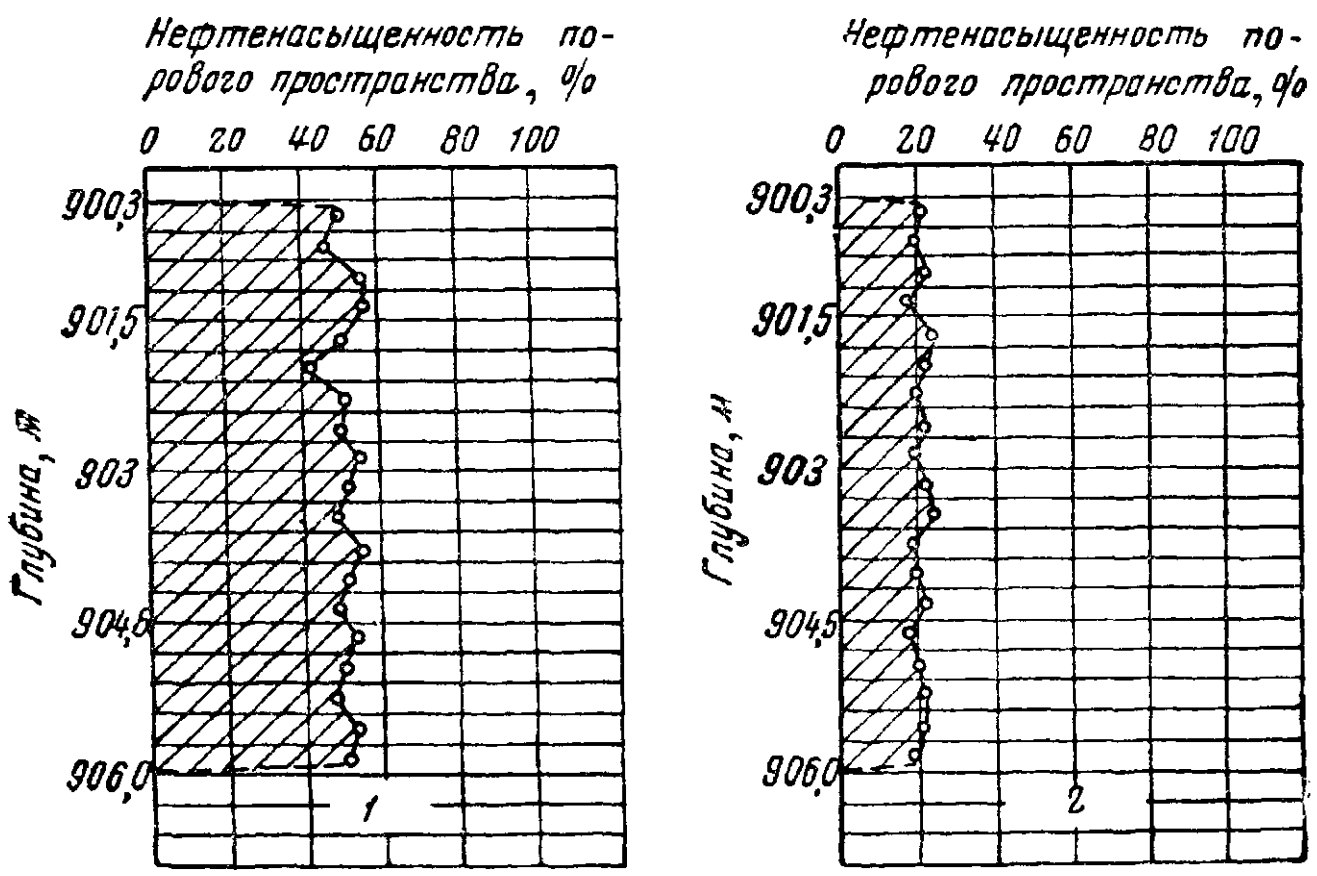
Опыт сопоставления таких данных по остаточному нефтенасыщению с последующим наблюдением режима скважин показывает, что их величина дает вполне обнадеживающие указания на общую характеристику насыщения пород. Так, значения нефтенасыщенности в кернах вращательного бурения с глинистым раствором на водяной основе из конденсатных пластов составляют от 1 до 4%. Анализ кернов, взятых таким же методом из газовых шапок или вблизи газонефтяного контакта, показывает обычно остаточное нефтенасыщение от 5 до 10%. Керны из слоев, приуроченных к водонефтяной переходной зоне или к нефтяному горизонту, дающему при эксплуатации чистую воду, часто показывают остаточное нефтенасыщение от 8 до 15%. Так называемые «хорошо насыщенные» нефтеносные горизонты при лабораторном исследовании кернов обычно показывают остаточное нефтенасыщение в пределах 10—40%. Эти цифры, разумеется, соответствуют только средним или типовым анализам кернов для определенных нефтеносных областей. Их нельзя рассматривать имеющими универсальное значение, и при разработке новых или совершенно отличных нефтеносных районов можно встретить крайне различные интервалы нефтенасыщения.

Когда анализу подвергаются керны, взятые канатным бурением, их нефтенасыщение обычно выше, чем у кернов, полученных при вращательном бурении, так как они меньше подвергаются вымыванию.

Даже при канатном бурении посторонняя вода может попасть в керн, за исключением тех случаев, когда в стволе скважины полностью отсутствует вода. На фиг. 58 дан сравнительный график нефтенасыщения кернов из одного и того же пласта, но в первом случае керн был взят при помощи нормального глинистого раствора, а во втором случае в стволе скважины отсутствовали вода и глинистый раствор. Рассмотрение графика показывает, что остаточное нефтенасыщение у керна, взятого

сухим путем, было в $2^1/_2$ раза выше, чем у керна, взятого при помощи глинистого раствора.

Большое количество анализов кернов, взятых при помощи обыкновенных колонковых долот и глинистым раствором на водяной основе, дало возможность установить корреляционные таблицы для различной степени смешения и проникновения глинистого раствора в керны. Было установлено, что в целом проникновение бурильной жидкости в керны меньше для истощенных пластов по сравнению с девственными пластами. Оно больше для высокопроницаемых кернов, чем для малопроницаемых.



Фиг. 58. Сравнение остаточного нефтенасыщения в кернах, взятых с применением глинистого раствора и без такового.

1 — керны взяты без воды или глинистого раствора; *2* — керны взяты при бурении с глинистым раствором.

Смешение жидкостей более значительно в периферийной части керна, чем в его сердцевине. Керны большого диаметра менее подвержены затоплению глинистым раствором, чем керны малого диаметра. Кроме того, керны, взятые непосредственно ниже глинистых прослойков, бывают свободны от смешения жидкостей. Если керны берут при бурении с помощью нефти или раствора на нефтяной основе, то проникновение нефти в керн и последующее вытеснение пластовой жидкости из него также меняют первоначальное содержание жидкости в породе. Однако отсутствует доказательство, что при этом изменяется количество связанной воды, и она вытесняется из керна при падении давления до атмосферного при условии, что керн был взят выше переходной зоны вода — нефть.

Количественного изменения остаточной водонасыщенности нельзя ожидать еще по той причине, что выше такой переходной зоны вода — нефть связанная вода по существу находится в «несжимаемом» состоянии, и порода должна иметь пренебре-

жимо малую или строго нулевую проницаемость для воды. Принято считать, что если взятие кернов производится на растворе, не имеющем водяной основы, то связанная вода в породе в процессе получения керна долотом и падения давления при подъеме долота сохраняется нетронутой. Поэтому насыщение связанной воды, определенное в таких кернах, рассматривается как точное воспроизведение ненарушенного водосодержания в природном коллекторе. Тогда нефтенасыщенность, соответствующая этому ненарушенному состоянию, принимается равной единице минус вычисленная водонасыщенность.

В связи с проникновением водного фильтрата из глинистого раствора в породу керны, взятые обычными колонковыми долотами при глинистом растворе на водяной основе, дают минимальное первоначальное нефтенасыщение и максимальное водонасыщение по сравнению с истинным содержанием погребенной воды в породе. Вследствие того, что бурильная жидкость может вытеснить из керна некоторое количество погребенной воды, остаточное водосодержание последней в таких кернах может быть значительно ниже их начальной водонасыщенности. Керны, взятые выше переходных зон вода — нефть при помощи бурильных растворов на нефтяной основе в неразбуренных пластах, показывают минимальное значение нефтенасыщенности, но зато соответственно правильные значения насыщенности связанной водой. На основе этих наблюдений разработана табл. 8 различ-

Таблица 8

Возможные состояния водо- и нефтенасыщенности на различных этапах взятия керна из нефтяного пласта (в %)

Показатели	Глинистый раствор на водяной основе					
	полное вытеснение			без вытеснения		
	нефть	вода в керне	связанная вода	нефть	вода в керне	связанная вода
Порода до взятия керна	65	35	35	65	35	35
Порода в кернодержателе на забое скважины	25—30	70—75	25—30	65	35	35
Порода на поверхности	15—25	45—50	20—30	30—35	35	35

Показатели	Глинистый раствор на нефтяной основе					
	полное вытеснение			без вытеснения		
	нефть в керне	связанная нефть	вода в керне	нефть в керне	связанная нефть	вода в керне
Порода до взятия керна	65	65	35	65	65	35
Порода в кернодержателе на забое скважины	65	10—40	35	65	65	35
Порода на поверхности	35—45	8—25	35	30—35	30—35	35

ных состояний водо- и нефтенасыщенности для различных этапов взятия керна и при различных условиях колонкового бурения в неразбуренных нефтяных пластах.

Одним из основных назначений анализа кернов является, очевидно, воспроизведение фактического распределения жидкостей в пласте до вскрытия его бурением. Правильное решение этой задачи способствует оценке имеющихся запасов нефти в коллекторе, учитывая, разумеется, пористость продуктивного горизонта, а также усадку нефти, когда последняя приведена к поверхностным условиям. Так, например, вычитая из единицы истинное водосодержание, можно получить непосредственно величину начального нефтенасыщения, а отсюда и содержание нефти в пласте, который проходится колонковым долотом. Кроме того, определение нефте- и водонасыщенности лабораторным путем дает возможность в ряде случаев охарактеризовать нефтеотдачу пласта. Дело в том, что в пористой среде, содержащей более одной жидкой фазы, свободное течение любой фазы возможно при условии, что ее насыщение выше некоторого постоянного минимального значения. Наблюдения показывают, что из песка, содержащего 30% связанной воды, можно получать чистую безводную нефть, а из песков с 15% нефтенасыщением ничего нельзя получить, кроме минерализованной воды.

Воспроизводя условия первоначального распределения жидкости в пласте и сравнивая полученные выводы с независимо установленным критерием течения индивидуальных жидких фаз, можно описать, не прибегая к опробованию пласта, поведение продуктивного горизонта, т. е. оценить, будет ли он давать свободный газ, нефть или воду, а может быть и их смесь. Дальше будет показано, что можно высчитать коэффициент продуктивности пласта, исходя из данных проницаемости для многофазного течения и определения насыщенности керна пластовыми жидкостями. Были сделаны попытки сравнить эмпирическим путем насыщение породы пластовой жидкостью на основании замеров, проведенных на поверхности, при исследовании скважин. Было найдено, что можно установить такие сравнительные величины, которые будут приблизительно справедливы для групп пластов с аналогичной физической структурой. В табл. 9 приведены такие группы, которые характеризуются только верхним пределом общей водонасыщенности коллекторов, дающих нефть.

Таблица 9

Предполагаемые пределы общего содержания воды в кернах для нефтеносных песчаников

Проницаемость, милидарси	Максимум общей водонасыщенности, %
10	65
50	63
100	60
500	48
1000	41

Были предложены аналогичные критерии, выраженные через остаточную нефтенасыщенность. Так, например, на основании

изучения зависимости между водонасыщенностью и общим содержанием пластовой жидкости в керне, замеренной по электрическому сопротивлению, были найдены следующие сравнительные группы пород, из которых нефть была вытеснена фильтратом из глинистого раствора (табл. 10).

Таблица 10

Содержание пластовой жидкости в промытых кернах из нефтяных и газовых пластов

Погребенная вода, %	Нефтяной пласт		Газовый пласт	
	% нефти	% воды	% нефти	% воды
60	4	85	—	85
40	10	65	—	65
25	15	50	0,2	50
10	20	30	0,2	30

Разумеется, эти цифры не имеют универсального значения и могут не находиться в соответствии с другими данными, привлеченными к рассмотрению настоящей проблемы. Вместе с тем на базе определения нефте- и водонасыщенности вполне можно производить различие между газовым и нефтяным пластами.

Нефтеводяной фактор для пластовых жидкостей, находимых в кернах, был использован так же, как характеристика жидкости, извлекаемой из породы коллектора. При сопоставлении данных этого типа необходимо учитывать влияние бурильного раствора, свойства нефти, проницаемость породы и т. д. Так, например, в Калифорнии пределы нефтеводяного фактора для кернов, взятых при помощи глинистого раствора на водяной основе, выше которого пласт дает чистую безводную нефть, составляет от 0,05 до 0,35; в районах Мид-Континента предельное значение этого фактора лежит в интервале 0,35—1,0. Однако формулы или правила, контролирующего все условия, нет и не следует ожидать.

В дополнение к условиям воспроизведения первоначального распределения жидкости в пласте, связанного с запасами нефти в последнем и свойствами добываемой пластовой жидкости, данные об остаточной водо- и нефтенасыщенности кернов, полученные в лабораторных условиях, дают ценные указания о возможной суммарной добыче нефти. Процессы проникновения фильтрата из глинистого раствора в породу при взятии керна и падение давления в нем при подъеме долота на дневную поверхность моделируют вытеснение нефти водой или закачкой газа, т. е. процессы эксплуатации, относящиеся к пласту в целом. Таким образом, определение водо- и нефтенасыщенности может явиться показателем суммарной добычи нефти из данной породы при соответствующем механизме нефтеотдачи. В част-

ности, если керн подвергся полной промывке фильтратом из глинистого раствора, то остаточное нефтесодержание в нем соответствует условиям, когда нефтеносная порода подвергается обоим процессам: вытеснению водой и выделению газа из раствора, и составляет то количество нефти, которое нельзя извлечь физически никаким другим путем, кроме рудничной разработки.

Количество нефти, которое можно получить вытеснением водой и за счет истощения энергии газа, будет соответствовать разности между первоначальным и остаточным нефтенасыщением с поправкой на явление усадки. Обозначая эти величины через $\varrho_{нi}$ и $\varrho_{нг}$, содержание связанной воды через $\varrho_в$ и коэффициент пластового объема насыщенной нефти через β, получим

$$A = \frac{\varrho_{нi}}{\beta} - \varrho_{нг} = \frac{1 - \varrho_в}{\beta} - \varrho_{нг} \qquad (1)$$

в долях порового пространства. Это уравнение можно использовать для подсчета суммарной добычи, получаемой при гидравлическом напоре или нагнетании воды в пласт, принимая, что дополнительный процесс выделения газа и падения давления в процессе подъема керна на дневную поверхность вытесняет только воду, но не отражается на количестве оставшейся нефти после промывки керна бурильным раствором. Анализ кернов, полученных долотами, сохранявшими давление, показывает, что это допущение вполне справедливо для низкопроницаемых коллекторов, но дает значительную ошибку при исследовании кернов высокой проницаемости. Более того, если керн не был фактически промыт фильтратом, то уравнение (1) дает только нижние пределы физически возможной к извлечению нефти.

Нефтеотдача только при истощении давления, т. е. для механизма, связанного с выделением газа из раствора, может быть определена из общего пространства, занятого свободным газом керне. Это налагает допущение, что газ, растворенный в остаточной нефти на забое скважины, способен вытеснить столько жидкости, сколько ее вытесняет газ из породы коллектора с естественным насыщением. Однако это допущение не должно приводить к большим ошибкам, так как лабораторный опыт и теоретические подсчеты показывают, что суммарная добыча при «истощении» растворенного газа не очень зависит от общего содержания раствора газа в нефти в интервалах, обычно наблюдаемых для насыщенных газом нефтей. Согласно этому нефтеотдача при истощении растворенного газа будет иметь следующий порядок величины:

$$A' = \frac{1 - \varrho_в}{\beta} - (1 - \varrho_в - \varrho_г), \qquad (2)$$

где $\varrho_г$ — насыщение свободным газом.

Разумеется, расчеты, произведенные на основе уравнений (1) и (2), не следует рассматривать как количественные. Процессы

промывки водой и истощение давления в кернах действительно моделируют явления, происходящие в большом масштабе в естественных подземных резервуарах, но количественная сторона будет несколько отлична в обоих случаях. Так, градиенты давления в процессе промывки кернов значительно выше, чем в пласте. Градиенты давления и время в процессе истощения давления керна также значительно выше, чем соответствующие факторы для пласта в целом. Отсутствие однородности породы в последнем случае и экономических факторов, связанных с эксплуатацией скважин, даст пониженную суммарную нефтеотдачу из пласта по сравнению с выходами нефти из индивидуальных кернов при вытеснении водой и газом из раствора. Тем не менее опыт показывает, что если учитывать указанные ограничения, то пользование данными нефте- и водонасыщенности кернов может служить ценным руководством при подсчете суммарной нефтеотдачи.

Следует заметить, что во всем предыдущем рассмотрении методов изучения пород коллекторов было принято, между строк, что исследуемые породы представлены песчаниками или, возможно, глинами. Однако это допущение является неприемлемым для многих нефтяных месторождений, приуроченных к известнякам. За последнее время были проведены широкие исследования известняковых коллекторов нефти и взятых из них кернов. Следует подчеркнуть, что если только известняк не представлен оолитовым типом или ему соответственным, с микроструктурой и степенью однородности, сравнимой с песчаниками, то анализ кернов не даст благоприятных результатов, особенно в отношении величины проницаемости.

Основная трудность заключается в отборе образцов. Если известняк перебит трещинами и изломами, и добыча нефти обеспечивается в значительной степени дренированием по этим трещинам, то проницаемость нескольких куб. сантиметров очень плотного и незатронутого трещинами известняка вряд ли отразит правильную картину естественной производительности породы коллектора. Однако долото может вырезать керн с трещиной, пропускная способность которой будет настолько большой, что затемнит истинный характер продуктивности залежи. Поэтому, применяя анализ кернов к известнякам, следует быть весьма осторожным к количественным выводам. Основная задача интерпретации данных по нефте- и водонасыщенности кернов, отбираемых для проектирования вторичной эксплуатации, не решается автоматически, если даже определена истинная величина водонасыщенности. Для оценки предполагаемых проектов закачки воды или газа в залежь необходимо знать нефтесодержание породы к тому моменту, когда истощенный пласт подвергается вторичной эксплуатации.

В принципе эту величину можно определить из разности между начальным содержанием нефти в пласте и добычей в процессе первичной эксплуатации. Однако это можно сделать

не всегда, так как по старым истощенным месторождениям эти данные отсутствуют. Кроме того, такие расчеты дадут только средние значения по всей продуктивной площади.

Из изложенного выше следует, что наиболее безопасным способом взятия кернов для определения нефтенасыщенности в истощенных нефтяных пластах является отбор их при канатном бурении с минимумом жидкости в стволе скважины. При вращательном бурении промывка кернов более вероятна, чем при канатном бурении. Взятие кернов при помощи нефти вместо глинистого раствора не дает особых преимуществ даже с применением индикаторов, исключая случаи, когда необходимо установить водонасыщенность пласта.

3.5. Насыщенность породы связанной водой. Было указано, что определения содержания пластовой жидкости в кернах, полученных при бурении с глинистым раствором на водяной основе и поднятых на дневную поверхность, обычно не представляют большой ценности для оценки первоначального содержания связанной воды в породе. Однако сравнительные данные по опытным измерениям количества остаточной жидкости в кернах служат часто источником полезных сведений об общих пластовых условиях и возможной потенциальной производительности нефтяного горизонта. Одно это качество уже полностью оправдывает определение нефте- и водонасыщенности при обычном анализе кернов. Однако для установления естественной водонасыщенности в неразбуренном нефтяном пласте необходимо прибегнуть к независимым методикам.

Ниже рассматриваются два метода оценки водонасыщенности, основанные на использовании индикаторов, но в настоящее время находящихся в лучшем случае под вопросом.

В первом случае индикатором служит ион хлора или минерализация связанной воды, определенная по анализу пластовой воды из того же коллектора. Замеряя содержание хлоридов в керне и переводя последнее в соленость остаточной воды, насыщенность керна связанной водой $\varrho_в$ можно рассчитать из замеренной общей водонасыщенности керна $\varrho_с$ по формуле

$$\varrho_в = \frac{(c_с - c_т)\,\varrho_с}{c_в - c_т}, \qquad (1)$$

где $c_с$, $c_т$ и $c_в$ означают концентрации ионов хлора или солености остаточной воды, бурильного раствора и связанной воды.

Эти определения часто проводились при обычном анализе кернов. Однако было установлено, что полученные цифры дают заниженные значения начальной связанной воды в условиях, когда взятие кернов производится с раствором на водяной основе. Причина этого несоответствия заключается в основном допущении, что погребенные воды и общая начальная минерализация керна остаются неизменными в процессе извлечения долота на поверхность и снижения в нем давления до атмосфер-

ного. Анализы кернов, взятых колонковыми долотами, сохраняющими пластовое давление, показывают, что это допущение неосновательно.

Результаты последних анализов показали, что при снижении давления в керне значительное количество содержащихся хлоридов появляется в глинистом растворе, находящемся в керноудержателе. В некоторых случаях количество связанной воды, которое, очевидно, было вытеснено из керна в момент снижения давления, достигало от $^1/_4$ до $^1/_3$ всей первоначальной водонасыщенности. При таких условиях, если даже принять концентрацию солей в первоначальном источнике точно известной, остаточное содержание хлоридов в кернах будет показывать только минимальные значения начального водонасыщения.

Непосредственное измерение степени проникновения воды из глинистого раствора в керн можно получить добавлением к раствору водорастворимого вещества (индикатора), например декстрозы.

Определяя концентрацию индикаторов в остаточной воде из керна и прилагая уравнение (1), где $c_в$ приравнено нулю, можно получить остаточную связанную воду вычитанием из общей величины водонасыщенности керна, связанной с проникновением в последний фильтрата из глинистого раствора. В результате таких испытаний на одной скважине в Калифорнии было установлено, что 29,1% всей водонасыщенности керна был фильтрат из глинистого раствора (15,2% всего порового пространства) и что среднее остаточное насыщение погребенной водой составило 37,1%. Средняя остаточная нефтенасыщенность была 30,0%.

Применение водорастворимых индикаторов может показать только минимальные значения начальной связанной воды благодаря вытеснению ее при снижении давления в керне. Более серьезными являются недавние эксперименты по вытеснению погребенной воды в нефтеносных кернах посторонней водой с радиоактивными индикаторами. Эти опыты показывают, что после прохождения через керн объема воды, равного поровому объему образца, вытесняется от 70 до 80% первоначального содержания погребенной воды в нем. Отсюда следует, что керн, который был полностью промыт фильтратом из глинистого раствора, должен все же содержать небольшое количество начальной связанной воды. Поступление в керн воды из глинистого раствора оказывается недостаточным для отмывки заключенной в нем погребенной воды, которая может произойти после вытеснения из керна большей части отмываемой нефти. Однако трудно утверждать, что такое неустойчивое равновесие будет происходить в естественных условиях. Поэтому, если есть уверенность в отсутствии значительной отмывки нефти и проникновения воды из глинистого раствора в керн, то насыщение кернов погребенной водой, определенное при условии взятия их при помощи глинистого раствора на водяной основе, следует рас-

сматривать отвечающим минимальным значениям первоначального содержания в породе связанной воды.

Из методов, не осложненных процессом водного вытеснения, наиболее простым является, очевидно, аналогичный анализ кернов, взятых при помощи нефти или бурильного раствора на нефтяной основе. Такой анализ должен дать правильные значения водонасыщенности кернов, за исключением тех случаев, когда они отбираются из переходной водонефтяной зоны. В настоящее время керны, взятые при помощи раствора на нефти, являются основой для испытания и оценки иных косвенных методов определения водонасыщенности.

На совершенно ином принципе базируется определение водонасыщенности продуктивного горизонта, связанное с количественной оценкой электрического сопротивления последнего. Электрические измерения обычно проводятся при помощи системы электродов, опускаемых в необсаженную скважину, как часть стандартного кароттажного оборудования. Если известно удельное сопротивление глинистого раствора в процессе кароттажа, то замер сопротивления между электродами в скважине может быть переведен в соответствующее удельное сопротивление породы, находящейся между электродами. Если последнее обозначить через r_a, то водонасыщенность породы $\varrho_в$ может быть рассчитана из выражения

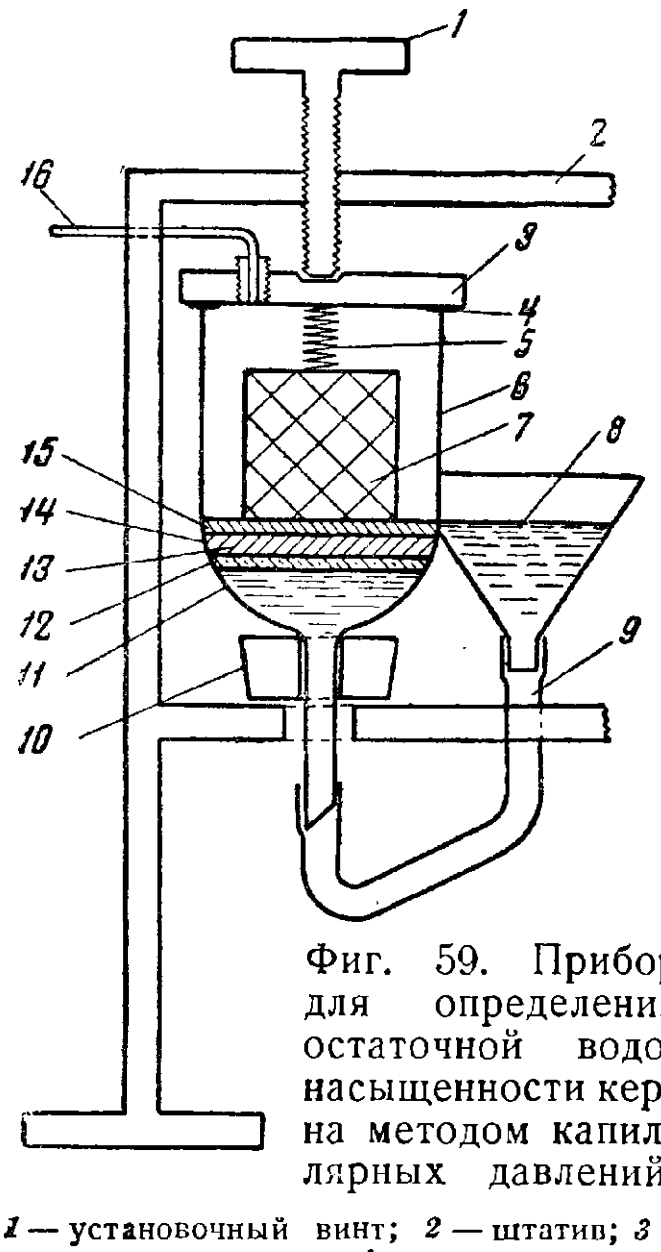
$$\frac{r_a}{r_0} = F(\varrho_в), \tag{2}$$

где r_0 — удельное сопротивление породы, полностью насыщенной пластовой водой, а $F(\varrho_в)$ — эмпирическая функция, которая является по существу аналогичной для всех пористых сред, смоченных водой и исследованных по указанной методике. Значение r_0 пропорционально удельному сопротивлению пластовой воды, что можно определить прямым измерением или исходя из солевого состава. Иначе говоря, оно является функцией типа породы, ее пористости и проницаемости. Последние зависимости также были установлены опытным путем.

Применение этого метода требует внимательного рассмотрения осложняющего влияния проникновения глины в кароттируемый интервал конечной мощности исследуемого пласта и т. д. По некоторым данным были получены удовлетворительные результаты в песчаниках, когда этот метод был испытан в благоприятных условиях (табл. 11). Этот метод имеет преимущество перед обычным определением водонасыщенности пород в отношении скорости и автоматического усреднения данных как в широтном плане, так и по вертикали разреза. Если не считать отрицательного влияния фильтрации глинистого раствора, этим методом можно исследовать состояние продуктивного пласта в ненарушенном виде и без падения давления.

Даже когда абсолютные оценки кажущегося и удельного сопротивления породы находятся под вопросом, все же возможно

установить прямое сопоставление между независимо определенной водонасыщенностью и кажущимся сопротивлением. Электрокаротажные разрезы можно использовать для определения водонасыщенности в скважинах, где не производится отбора кернов. Каротажные измерения все равно проводятся на скважинах для установления и корреляции литологических объектов. Из этих измерений можно получить дополнительные данные по водонасыщенности, которые в основном потребуют аналитической обработки материала, составляющего часть каротажной записи.



Фиг. 59. Прибор для определения остаточной водонасыщенности керна методом капиллярных давлений.

1 — установочный винт; *2* — штатив; *3* — медная пластинка; *4* — резиновая прокладка; *5* — виток пружины; *6* — воронка из стекла пирекс (40×60 *мм*); *7* — керн; *8* — уравнительная воронка; *9* — резиновая трубка; *10* — резиновое кольцо; *11* — испытуемая жидкость; *12* — перфорированная стеклянная пластинка; *13* — полупроницаемая капиллярная мембрана; *14* — цементная замазка; *15* — тонкая асбестовая прокладка; *16* — трубка к редуктору баллона с газом под давлением.

За последнее время был разработан многообещающий метод определения водонасыщенности, основанный на измерении так называемого «неснижаемого водонасыщения керна». Последнее является содержанием остаточной воды в керне, когда он подвергнут капиллярному давлению, равному или больше, чем разность напоров между столбом воды и пластовой нефти, высотой от зеркала воды в пласте до места взятия керна долотом. Капиллярное давление определяет величину разрыва непрерывности давления на граничной поверхности между водой и всякой другой жидкостью, находящейся с нею в контакте.

На фиг. 59 приведена схема прибора для определения остаточной водонасыщенности. Испытуемый керн вначале экстрагируется, сушится и взвешивается; затем насыщается водой или солевым раствором, снова взвешивается и устанавливается на асбестовую прокладку, облегчающую капиллярное взаимодействие с пористой керамической капиллярной мембраной. Последняя также насыщается водой и помещается на поддерживающую стеклянную мембрану, лежащую на поверхности воды в сосуде, соединяющемся с уравнительной воронкой. После закрепления верхней крышки камеру с керном заполняют воздухом, газом или нефтью. Прилагаемое давление равняется подсчитанному капиллярному давлению в точке взятия керна. Керн периодически извлекается из камеры и взвешивается, чтобы отметить наступление равновесия. Содержание остаточной

воды к моменту наступления равновесия [1] рассматривается эквивалентным содержанию связанной воды в керне, когда он находится еще в своем первичном состоянии в пласте. Из разности весов сухого и полностью насыщенного керна или из независимого определения пористости содержание остаточной воды можно выразить долями насыщения породы.

Вместо того, чтобы время от времени вынимать керн из прибора и взвешивать его по мере приближения водонасыщенности к состоянию равновесия, уравнительную воронку можно заменить соответствующей градуированной трубкой или капилляром и производить наблюдения за изменениями уровня воды в нем. Последние дают величину вытеснения воды из керна. Более того, когда требуемый максимум капиллярного давления менее 1 *ат*, приложение давления к керну можно заменить вакуумом, приложенным к объему воды в сосуде, с нижней части капиллярной мембраны.

Недостатком указанной методики при обычных измерениях является длительность процесса, необходимая для достижения конечного равновесного насыщения, благодаря непрерывно уменьшающейся проницаемости для воды, по мере снижения ее насыщения. Это особенно важно для плотносцементированных кернов.

Подвергая центрифугированию керн, находящийся в соприкосновении с объемом свободной воды через капиллярную мембрану, можно несколько изменить условия опыта. Центробежное ускорение, воздействуя на воду, заключенную в керне, эквивалентно увеличению силы тяжести или напора для вытеснения содержащейся в нем воды, удерживаемой капиллярными силами. Изменение водосодержания может сопровождаться измерением электрического сопротивления керна после добавления в воду соли путем установки на керне скользящих контактных колец и измерения соответственно прохождения электрического тока, а также при помощи стробоскопического освещения стеклянных трубочек, прикрепленных к керну для сбора вытесняемой воды.

В табл. 11 приведены результаты сравнительного измерения водонасыщенности кернов, проведенного различными методами, над образцами из различных месторождений и взятых при помощи бурильной жидкости на нефтяной основе. Полученные цифры показывают, что при измерениях по методу капиллярного

---

[1] Если остается под вопросом, составляет ли найденное водосодержание — «неснижаемое водонасыщение», то испытания можно повторить под более высоким давлением и вновь установить равновесное насыщение остаточной водой. Строго говоря, равновесное насыщение остаточной водой при правильном уровне капиллярного давления должно представлять истинное насыщение связанной водой, даже если оно не так мало, как «неснижаемое водонасыщение». Такая промежуточная водонасыщенность соответствует состоянию в переходной зоне, залегающей между областью полного водонасыщения и областью максимального и постоянного нефтенасыщения, разумеется, для однородного пласта.

давления необходимо применять нефть. Более того, сравнительные анализы кернов, взятых из других месторождений, указывают, что при низкой проницаемости пород водонасыщенность по капиллярному давлению выше у кернов, взятых при помощи раствора на водяной основе по сравнению с раствором на нефтяной основе, а при высокой проницаемости получаются обратные результаты.

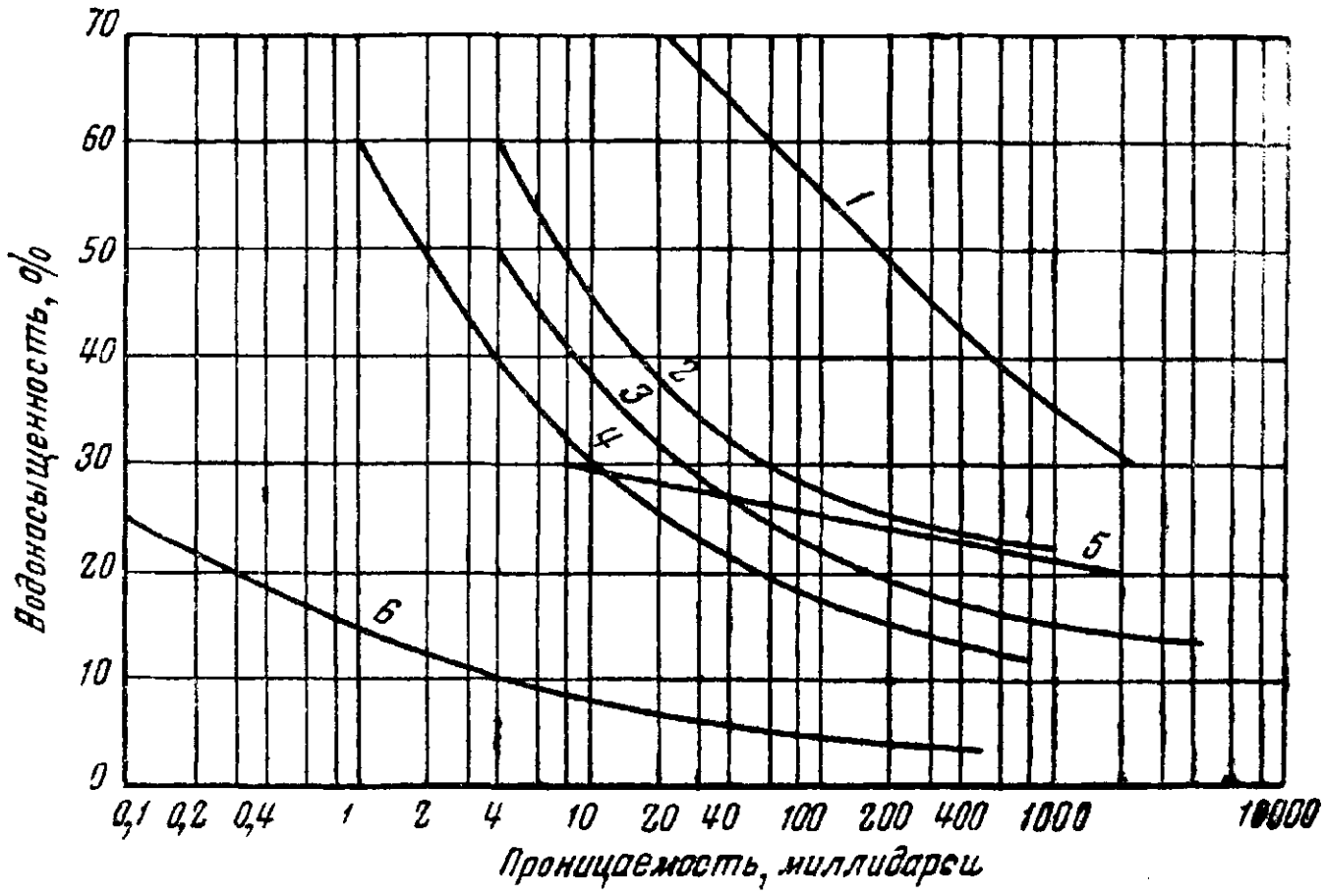
Сравнительные измерения водонасыщенности кернов при различных методиках

№ опытов	Метод капиллярного давления			Перегонка	Измерение электрического сопротивления	Соленость
	вытеснение		центрифугирование			
	воздухом	нефтью				
1	31,5	—	—	26,0	—	—
2	24,5	—	—	26,5	—	—
3	27,0	—	—	24,0	—	—
4	22,0	—	—	25,5	—	—
5	27,0	—	23	24,0	—	—
6	31	—	26	35,0	—	—
7	27	—	22	28,5	—	—
8	28	—	23	26,5	—	—
9	—	—	53	53	—	—
10	—	—	51	48	—	—
11	—	—	52	38	—	—
12	—	—	34	35	—	—
13	74	—	—	89	—	71
14	23	—	—	28	—	23
15	37	—	—	52	—	37
16	33	—	—	29	—	34
17	38	—	—	53	—	36
18	19	—	—	19	—	20
19	19	—	—	—	19	—
20	11	—	—	—	11	—
21	8	—	—	—	10	—
22	—	25,5	—	20,9	—	—
23	—	7,4	—	5,8	—	—
24	—	17,5	—	13,8	—	—
25	—	19,3	—	19,2	—	—
26	—	13,8	—	10,5	—	—
27	19,0	—	—	17,3	—	—
28	12,0	—	—	12,4	—	—
29	14,4	—	—	13,8	—	—
30	20,0	—	—	20,9	—	—

Без сомнения, метод капиллярного давления при определении водонасыщенности кернов требует дальнейшего изучения для выяснения всех его сторон. Вместе с тем проведенные испытания указывают, что этот метод даже в настоящем его виде обычно дает наибольшее приближение к истинному содержанию связанной воды в породах нефтеносных коллекторов.

Абсолютная величина водонасыщенности нефтеносных пород изменяется в широких пределах для различных коллекторов,

даже если их физические характеристики (например, пористость и проницаемость) близки между собой. Это явление находится в зависимости от процесса аккумуляции нефти в первоначально водонасыщенной горнсй породе, вязкости нефти, поверхностного натяжения на разделе нефть—вода, распределения зерен в породе, близости водонефтяного контакта к месту взятия керна, содержания глин в породе и детальной геометрии порового пространства. На фиг. 60 приведены кривые водонасыщенности из



Фиг. 60. Изменения содержания связанной воды в зависимости от проницаемости для различных месторождений.

Песчаники: *1* — Анагуак — Томбалл; *2* — Домингуец; *3* — Восточный Техсас; *4* — Элк; *5* — Магнолия (известняк); *6* — Вэссон (доломит).

различных нефтяных месторождений, которые показывают общую тенденцию, а именно уменьшение водонасыщенности с ростом проницаемости. Газосодержащие зоны, залегающие выше нефтеносных коллекторов, обычно имеют водонасыщенность в тех же пределах, что и нефтеносные породы.

Разница между кривыми на фиг. 60 показывает, что единая и универсальная взаимосвязь между водонасыщенностью и проницаемостью отсутствует. Очевидно, общее снижение водонасыщенности с ростом проницаемости отражает, что капиллярные силы, удерживающие водонасыщенность против напора пластовой жидкости поверх водяного зеркала в подземном резервуаре, растут с уменьшением среднего радиуса поры. Это вытекает также из физических основ поверхностно молекулярных сил. Исключительно высокая водонасыщенность в Анагуаке и Томбалле связана, по всей вероятности, с присутствием глины в межзерновом пространстве продуктивной породы. Так, в одном крупном месторождении восточной Венецуэлы была установлена связь между содержанием глин и водонасыщенностью нефтяных

горизонтов. Очень низкие значения водонасыщения в доломитах Вэссон типичных для многих известняковых нефтяных месторождений Зап. Техсаса, дают основание полагать, что цементирующий материал этих пород, по всей вероятности, заполняет уголки между отдельными зернами породы, снижая в результате среднюю кривизну оставшегося порового пространства. Важным фактором является также явление смачиваемости поверхности твердой фазы коллектора.

Одна проницаемость не определяет водонасыщенности нефтеносного пласта, почему и экспериментальные данные, на которых построены кривые фиг. 60, дают значительный разброс. Тем не менее для принятого типа литологического строения породы, зависимости, приведенные на фиг. 60, без сомнения, имеют статистическое значение. Если такая кривая определена для данной, интересующей нас, геологической зоны, ее можно использовать при выводе общей средней водонасыщенности породы коллектора при условии установленного распределения проницаемости. Этой кривой можно пользоваться при подсчете местных объемов водонасыщенности, исходя из определения проницаемости отдельных образцов и не прибегая к столь трудоемкому методу, как определение водонасыщенности по капиллярному давлению.

ГЛАВА 4

ДИНАМИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕОРИИ ТЕЧЕНИЯ НЕОДНОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

4.1. Обобщенное понятие проницаемости. На большей части нефтяных месторождений течение газа и нефти сквозь пористые пласты в процессе эксплуатации происходит на каком-то отрезке времени совместно. Течение нефти и выход ее из пласта в скважину тесно связаны с присутствием и движением свободного газа в породе. При снижении давления на забое скважины в процессе пуска ее в эксплуатацию в пласте создаются градиенты давления, дающие начало непосредственному течению нефти по направлению к стволу скважины. Если в продуктивном пласте нет выделения газа или отсутствует подвижная масса краевой воды, замещающей нефть, извлекаемую из пласта, то пластовое давление и текущий дебит скважины падают с исключительной быстротой. В этом случае суммарная нефтедобыча обусловлена только расширением нефти и погребенной воды в пласте в результате падения давления. Так как сжимаемость сырых нефтей равна примерно 10^{-4} на атмосферу, то коллектор при начальном давлении 200 *ат* отдал бы только около 2% объема первоначально находившейся в нем нефти [1] к моменту полного истощения давления, если допустить, что нефть не содержала растворенного газа. Это означало бы, что из пласта пористостью 25% и насыщенного на 20% связанной водой можно взять около 41 $м^3$ нефти на 1 *га м*. Отсюда добычу 300—800 $м^3/га\,м$, получаемую на практике, нельзя объяснить результатом расширения лишь сжатой под давлением пластовой нефти. Поступление вместе с последней больших объемов газа, превосходящих количество растворенного в нефти, показывает, что природный газ часто играет важную роль в нефтеотдаче пласта.

Когда нефть при пластовом давлении насыщена первоначально газом, то с падением давления газ по необходимости

---

[1] Расширение связанной воды вызывает вытеснение порядка 10% по сравнению с нефтью.

начнет выделяться из раствора внутри пласта при существовании равновесного состояния [1] в последнем.

Сосуществование двух фаз в пористой среде — газа и нефти или нефти и воды — не устраняет понятия — течение однородной жидкости. Продуктивные пласты, разрабатываемые при давлениях выше точки насыщения, могут рассматриваться как системы с однородной жидкостью, даже если они содержат 10—30% связанной воды. Это справедливо и для пластов, дающих свободный газ. В этих случаях связанная вода в пределах нефтеносной площади неподвижна, так что в системе существует только одна подвижная фаза.

С формальной стороны аналитическое уравнение, описывающее движение подвижной фазы, остается тем же, что и в отсутствии неподвижной фазы, но в нем имеется числовой коэффициент, учитывающий влияние наличия неподвижной фазы. Этим коэффициентом оценивается изменение проницаемости пористой среды для подвижной фазы. До сих пор проницаемость рассматривалась как величина, характеризующая фильтрационную способность твердой фазы, где жидкая фаза занимает все пространство ее эффективной пористости. Если часть этого пространства занята другой фазой, то ясно, что сопротивление течению подвижной фазы усиливается, т. е. проницаемость для этой жидкости становится меньше. Уменьшение проницаемости для однородной жидкости, очевидно, зависит от количества присутствующей неподвижной фазы. Если неподвижная фаза смачивает внутренние твердые стенки пор и стремится концентрироваться в капиллярах и в остроугольных микротрещинах, то изменение проницаемости будет иным, чем в том случае, когда эта неподвижная фаза является несмачивающей породу и распределяется отдельными участками, занимая центральные области индивидуальных пор.

Если нефтеносная порода содержит более одной жидкой фазы, то развитое выше понятие проницаемости должно быть уточнено. Ее уже нельзя рассматривать как неизменную величину, полностью определяемую природой и структурой породы. Надо учесть, что на величину проницаемости (в отношении подвижной фазы) оказывает влияние присутствие других жидкостей в пустотах породы, даже если они и остаются неподвижными. Необходимо также отметить, что влияние неподвижной фазы на проницаемость меняется с ее природой, распределением и количеством.

Когда в пористой среде присутствуют несколько жидких фаз, термин «проницаемость» должен быть связан с отдельными фазами. Сама порода обладает проницаемостью, относящейся к ее

---

[1] Уже сообщалось о существовании сверхнасыщения в нефтеносных пластах. Это явление, очевидно, относится скорее к задержке установления равновесия между давлениями раствора и фазы свободного газа, чем к постоянному и полному отсутствию его выделения. Известны условия, при которых сверхнасыщение возникает даже в лабораторных экспериментах.

пропускной способности для однофазной или однородной жидкости. Эта физическая абсолютная проницаемость не зависит от природы жидкости, пока последняя не взаимодействует с пористой средой. По отношению к сложной системе пористой среды и насыщающих ее жидкостей пропускная способность среды должна выражаться проницаемостью для отдельных наличных жидких фаз. Ее абсолютные значения можно обозначить как «эффективные» проницаемости. Более удобно их можно выразить в долях абсолютной проницаемости, т. е. как «относительные» проницаемости. Так, например, если порода с проницаемостью для однородной жидкости 500 миллидарси, содержащая 20% связанной воды, выдает безводную нефть с дебитом, соответствующим проницаемости 400 миллидарси, можно считать, что относительная проницаемость для воды равна нулю, а для нефти 80%, или что эффективная проницаемость породы для воды равна нулю, а для нефти 400 миллидарси. Если из продуктивной зоны с проницаемостью 500 миллидарси получают свободный газ и нефть, а проницаемости рассчитаны для каждой фазы так, будто только одна из них протекает сквозь породу, то при эффективных проницаемостях 200 миллидарси для газа и 50 миллидарси для нефти относительные проницаемости будут 40% для газа и 10% для нефти.

Можно дать этим явлениям иное физическое объяснение, если принять, что пористая среда имеет как бы «местную» структуру, определяемую распределением насыщения жидкости, наложенную на ее зернистую структуру. Если последняя характеризует проницаемость для однородной жидкости, т. е. абсолютную проницаемость, то первая будет определять проницаемости для отдельных фаз гетерогенной жидкости, т. е. эффективные или относительные проницаемости. Отсюда пористой среде можно приписать ряд местных проницаемостей, изменяющихся от точки к точке, а также во времени, в соответствии с изменениями в местном объемном распределении жидкостей. Если бы распределение жидкостей было постоянным по всей среде, можно было бы рассматривать все сложные движения жидкостей в породе, как «параллельное» наложение отдельных систем однородных жидкостей с проницаемостями породы для отдельных фаз, пересчитанными из значения абсолютной проницаемости при помощи некоторых постоянных коэффициентов. При этом оказывается, что единственное свойство, требующее обобщенной трактовки многофазных систем, — это изменчивость в распределении фаз по мере продвижения жидкости по ее макроскопическим путям. Тогда местные проницаемости для отдельных фаз становятся переменными, если даже абсолютная проницаемость породы однородна, и их изменения вместе с изменениями в фазовом насыщении породы должны определяться одновременно с распределением давления и скоростей в системе.

Отсюда пористая среда в роли носителя гетерогенной или многофазной жидкости характеризуется рядом зависимостей,

представленных кривыми или уравнениями, между местными проницаемостями среды для отдельных фаз и распределением местного насыщения среды той или иной фазой. Аналитическое значение этих зависимостей «проницаемость—насыщение» заключается в том, что в серию уравнений Дарси вводятся переменные коэффициенты [1]:

$$\left.\begin{aligned} \bar{v}_{\text{н}} &= -\frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}\nabla(p-\gamma_{\text{н}}gz);\\ \bar{v}_{\text{г}} &= -\frac{k_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}\nabla(p-\gamma_{\text{г}}gz);\\ \bar{v}_{\text{в}} &= -\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}}\nabla(p-\gamma_{\text{в}}gz), \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

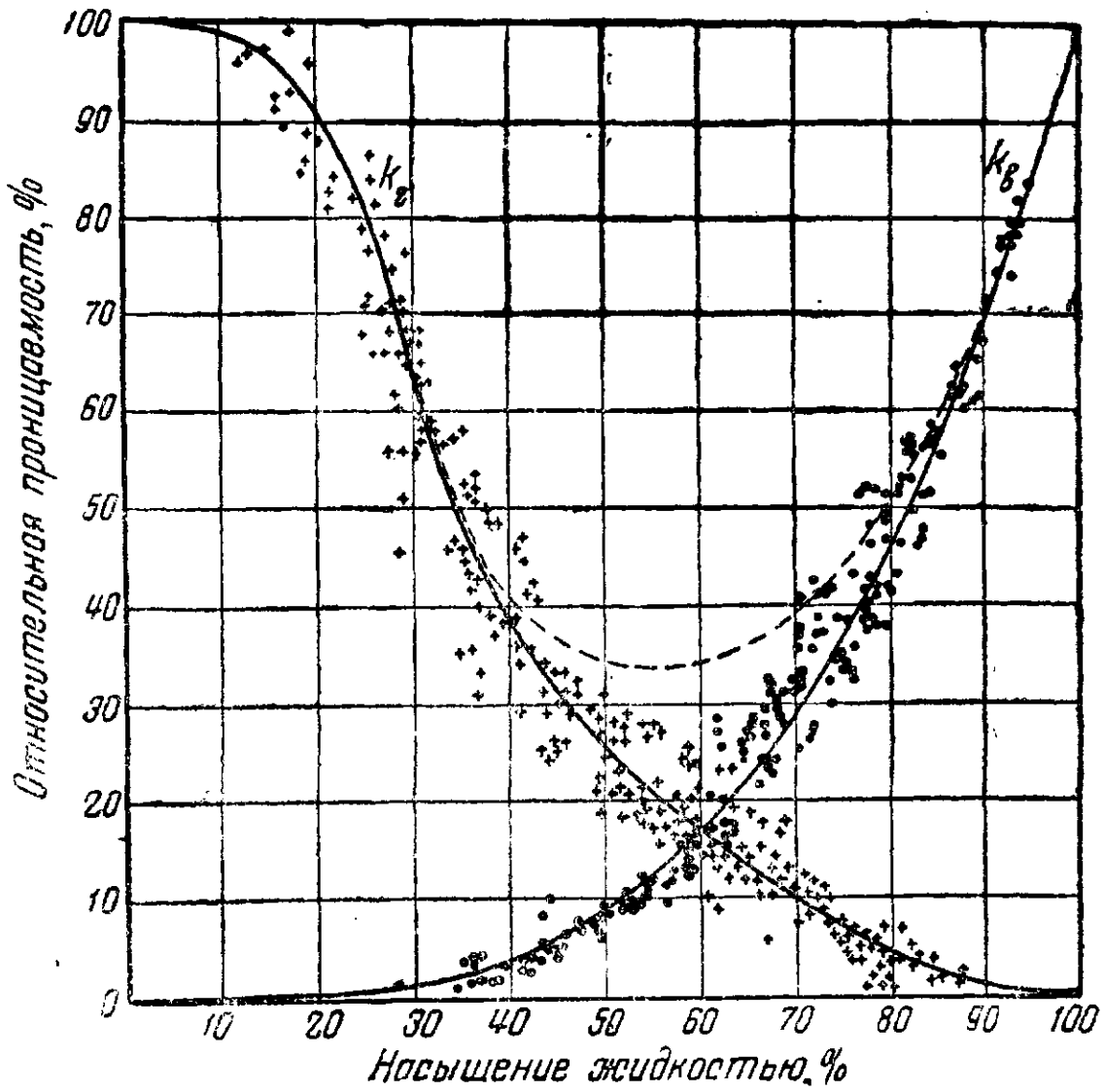
где индексы н, г, в относятся соответственно к нефти, газу и воде; $\bar{v}$ — вектор скорости (объемный расход на единицу общей площади); k — проницаемость; μ — вязкость; p — давление; γ — плотность жидкости; g — ускорение силы тяжести; z — вертикальная координата (направленная книзу). Ключом к поведению систем гетерогенной жидкости является изменение $k_{\text{н}}$, $k_{\text{г}}$, $k_{\text{в}}$ с распределением жидкостей.

4.2. Зависимость «проницаемость—насыщение» для двухфазных систем; смеси газ—жидкость. Первоначальное экспериментальное изучение зависимости «проницаемость—насыщение» для двухфазных систем было проведено на бакелитовой трубе длиной ~ 3 *м*, заполненной рыхлым песком. Были изучены четыре песка с проницаемостью от 17,8 до 262 дарси при пропускании через них воды и CO_2. Чтобы сообщить воде некоторую электропроводность, к ней прибавляли NaCl. Измерение электропроводности выполнялось при помощи цилиндрических электродов, расположенных вдоль бакелитовой трубы. На основе предварительных калибровочных экспериментов полученные значения электропроводности переводились в эквивалентные насыщения песка жидкостью. Для изучения области высокого насыщения жидкостью и низких газовых факторов поступающая вода насыщалась CO_2, которая выделялась в песке с падением давления. Для получения более высоких газовых факторов и более низких насыщений жидкостью во входной конец трубы закачивался дополнительно свободный газ CO_2. Распределение давления по трубе определялось при помощи пьезометрических колец, расположенных на электродах, присоединенных к манометрам. Из одновременных измерений электропроводности и падения давления на нескольких (восьми) внутренних отрезках трубы и наблюдения

[1] Здесь не учитываются капиллярные давления, связанные с кривизной внутренних поверхностей раздела фаз, которые в свою очередь связаны с насыщением жидкостью.

за скоростью течения были вычислены проницаемости для различных фаз в различных сечениях и построена их зависимость от соответствующих насыщений песка жидкостью.

Полученные данные приведены на фиг. 61. Распределение большого количества точек указывает на естественный разброс данных и эквивалентность результатов для песков с различной проницаемостью. Очевидно, полученные средние кривые не

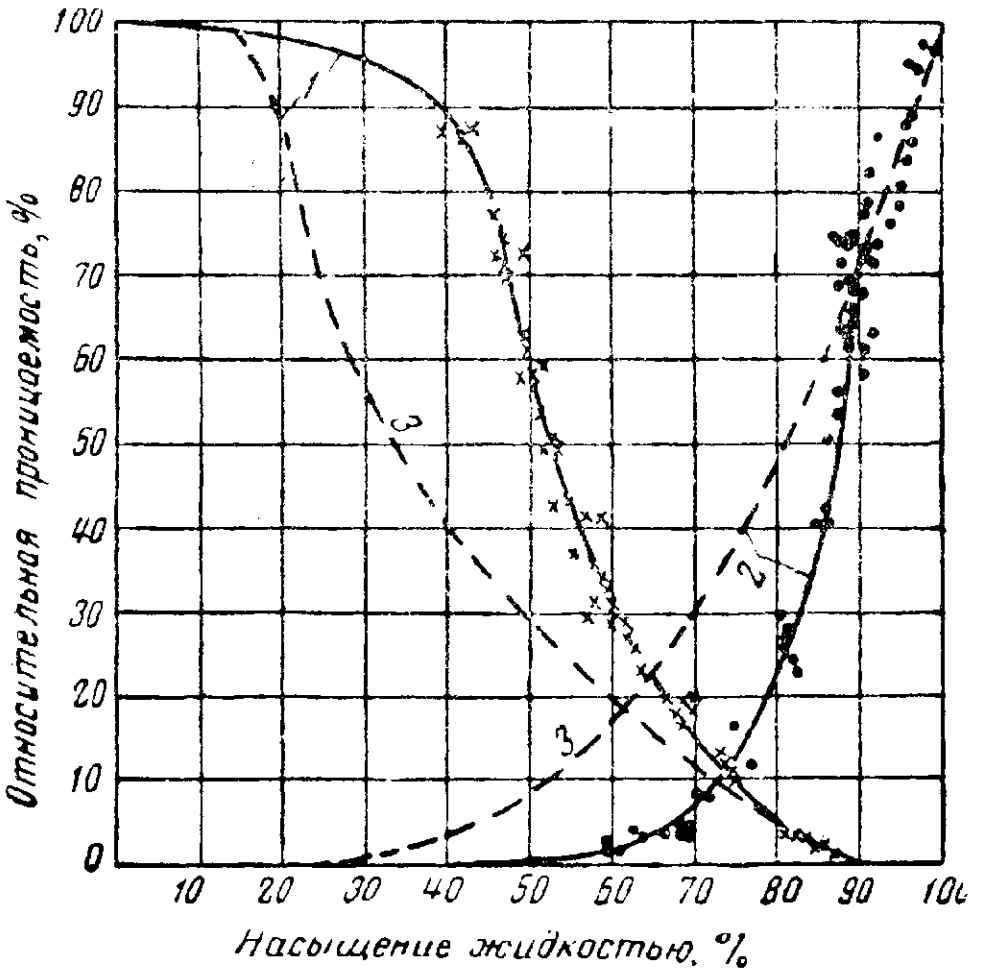


Фиг. 61. Кривые „проницаемость — насыщение" для четырех образцов несцементированных песков $k_в$, $k_г$ относятся к жидкой и газовой фазам. Пунктирная кривая дает сумму проницаемостей для газа и жидкости.

дают универсальной количественной характеристики для всех пористых сред и жидкостей. Основные же качественные показатели, полученные в лаборатории, как-то: 1) быстрое падение проницаемости для жидкости, когда насыщение ею песка уменьшается от 100%, 2) приближение проницаемости к нулю при насыщениях, значительно превышающих нуль, 3) быстрое возрастание проницаемости для газа с уменьшением насыщения породы жидкостью, 4) проницаемость для газа достигает 100% раньше, чем вся жидкость будет полностью удалена из породы,— характерны для всех случаев. Газопроницаемость для газа не возрастает заметно выше нуля до тех пор, пока насыщение жидкостью не падает примерно до 90%. Замена проницаемостей для отдельных фаз относительной проницаемостью, т. е. отношением к величине абсолютной проницаемости (фиг. 61),

имеет очень большое значение. Уменьшение абсолютных проницаемостей в 15 раз уменьшает разброс точек, который не превышает теперь ошибки, присущей экспериментальным измерениям.

Для рассматриваемых рыхлых песков относительный или процентный эффект фазового распределения не зависит от абсолютной проницаемости. Так, например, насыщение среды газом на 18% сокращает проницаемость для жидкости примерно наполовину, независимо от того, составляет ли абсолютная проницаемость 17,8 или 262 дарси; 35% насыщение жидкостью уменьшает газопроницаемость среды примерно до половины значения абсолютной проницаемости, если даже эта последняя меняется от 17,8 до 262 дарси. Изменение реальных кривых относительной проницаемости должно отражать различия в структуре пористой среды, например, распределение и форму зерен, характер и степень сцементированности, которые могут иметь большее влияние на фазовые проницаемости среды для однородной жидкости.



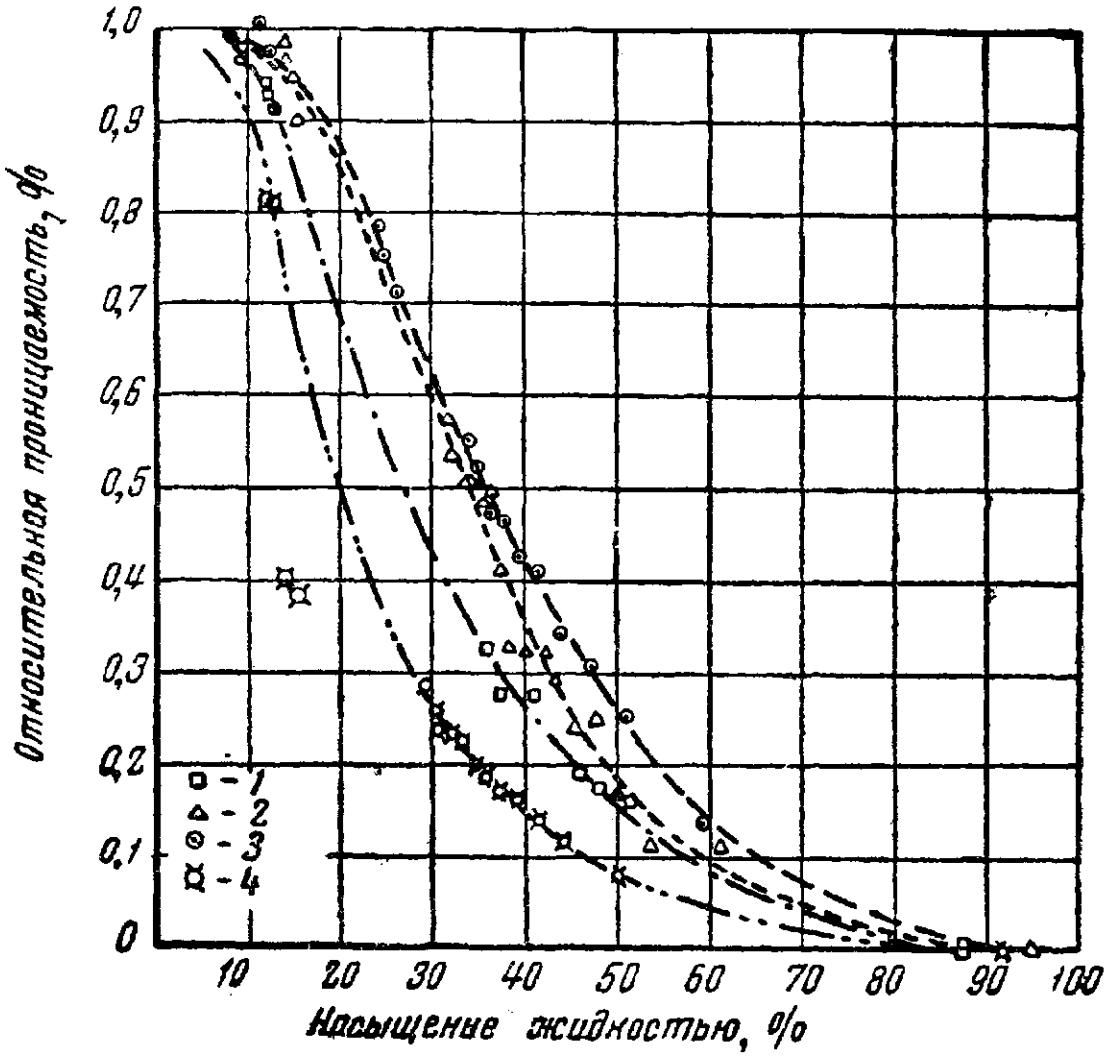
Фиг. 62. Кривые „проницаемость — насыщение" для сцементированного песчаника, а также средние кривые для несцементированного песка с проницаемостью 17,8 дарси.

1 — газ; *2* — жидкость; *3* — несцементированный песок.

По аналогичной методике были установлены фазовые проницаемости (фиг. 62) для колонки песчаника длиной 1,35 *м*, диаметром 100 *мм*. Абсолютная проницаемость его, вполне однородная по длине, достигала в среднем 495 миллидарси; пористость была 21,8%. Для опытов применялся газ CO_2; жидкостью служила вода, в которую прибавляли K_2SO_4 для повышения электропроводности. Для сравнения с соответствующими данными по рыхлым пескам на фиг. 62 нанесены также средние кривые фазовой проницаемости для рыхлого песка с проницаемостью 17,8 дарси. Между кривыми наблюдается качественное тождество, а для насыщений жидкостью сверх 90% кривые полностью перекрываются. В то же время количественные различия между ними легко заметны. Так, кривая проницаемости по жидкости для сцементированного песка падает более круто с уменьшением

насыщения жидкостью. Одновременно газопроницаемость возрастает более круто и приближается быстрее к значению абсолютной проницаемости с увеличением насыщения газом.

При этих экспериментах для получения стационарных состояний жидкая и газовая фаза непрерывно пропускались сквозь пористую среду. В других исследованиях воздух нагнетался через колонки брэдфордского песчаника, содержавшие «мертвую» (свободную от газа) нефть, и воздухопроницаемость изучалась



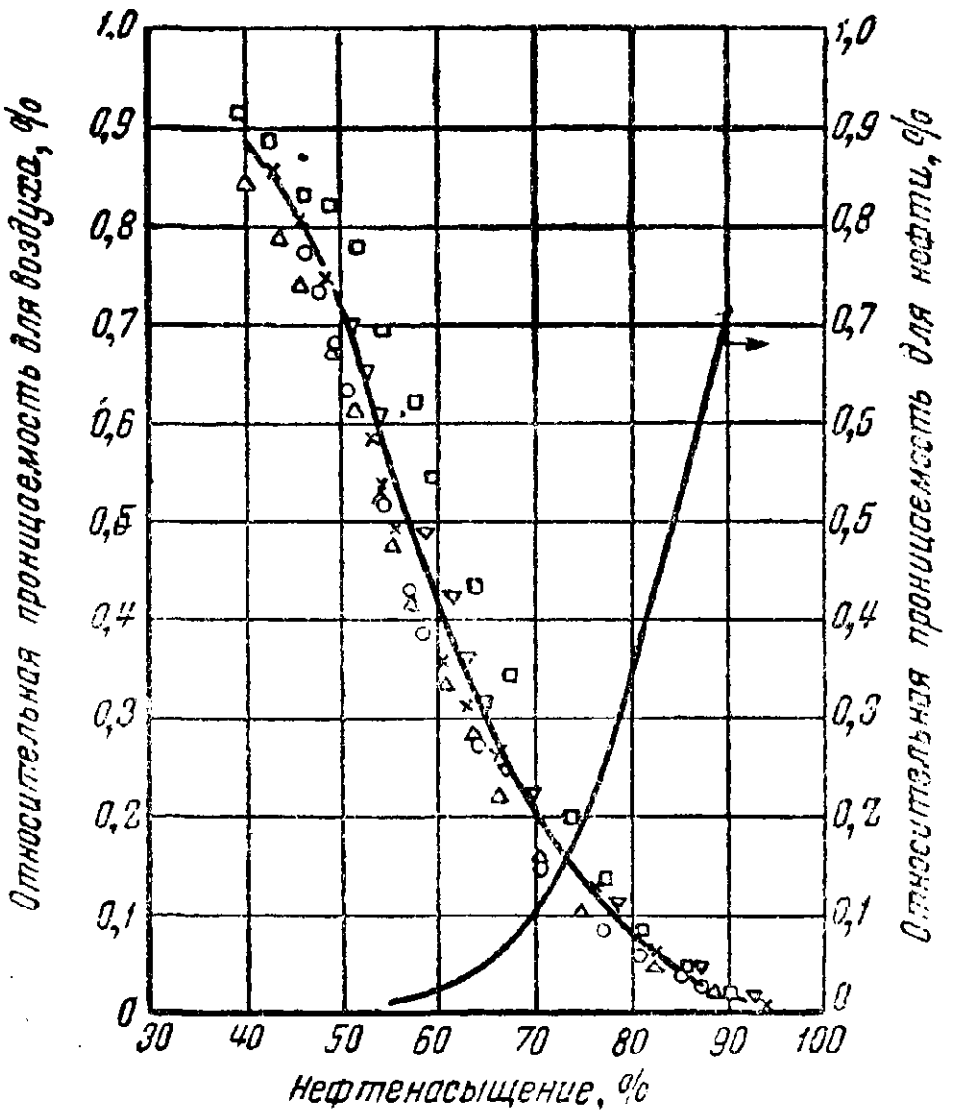
Фиг. 63. Кривые относительной воздхуопроницаемости в четырех образцах песчаника из Брэдфорда.

1 — 10,4; *2* — 15,9; *3* — 20,7; *4* — 31,4 миллидарси.

по мере вытеснения нефти из колонки. Насыщенность последней нефтью измерялась путем извлечения колонки из держателя на разных стадиях эксперимента и ее взвешивания. Изменение количества жидкой фазы не определялось непосредственно подобно проницаемости, но выражалось соотношением «нефть — воздух», полученным из скорости истощения нефти в колонках. Измерения производились на колонках с абсолютной проницаемостью от 8,3 до 31,4 миллидарси и на пяти нефтях с вязкостью от 4,4 до 66 сантипуаз. Для отдельных нефтей не наблюдалось систематического изменения кривых с изменением проницаемости колонок. Относительная газопроницаемость оказалась ниже для нефти с более низкой вязкостью, но эту тенденцию нельзя было учесть простым коэффициентом, меняющимся только с вязкостью. Полученные кривые лежат ниже и влево от кривой газовой фазы для сцементированного песка, изображенной на фиг. 62. Данные для четырех колонок песчаника и нефти вязкостью

8,66 сантипуаза нанесены на фиг. 63. Кривые фиг. 63 ближе к кривым, полученным на длинных столбиках из рыхлого песка (фиг. 61), чем на колонке из сцементированного песчаника [1].

Это исследование подтвердило справедливость закона Дарси по крайней мере для газовой фазы. Было показано, что изменение скорости течения с градиентом давления линейно для постоянного насыщения нефтью. Это насыщение было так мало — 23,4%, что нефтепроницаемость равнялась, вероятно, нулю, и газ проходил по среде как однородная жидкость. Дополнительные данные показали полную проницаемость для газа в отношении кривой насыщения, определенную для перепада давления 0,46 *ат*. Полученная кривая в пределах экспериментальных ошибок аналогична кривой проницаемости при перепаде давления 2,9 *ат* *.



Фиг. 64. Кривые относительной проницаемости для воздуха, полученные на длинном керне песчаника, с физической проницаемостью 522 миллидарси при различных градиентах давления. Входные давления в *см* Hg были ▽ — 10; ○ — 20; × и △ — 30; □ — 40.

Подобные же экспериментальные данные были получены на длинных колонках из сцементированного песчаника, где нефть непрерывно вытеснялась из колонки током воздуха. При этом измерялась непосредственно только воздухопроницаемость. Для нефти она подсчитывалась из наблюденного соотношения воздух — нефть в выходящем потоке. На фиг. 64 приведены результаты опытов для колонки со средней проницаемостью 522 миллидарси. Различные группы точек относятся к экспериментам с различным

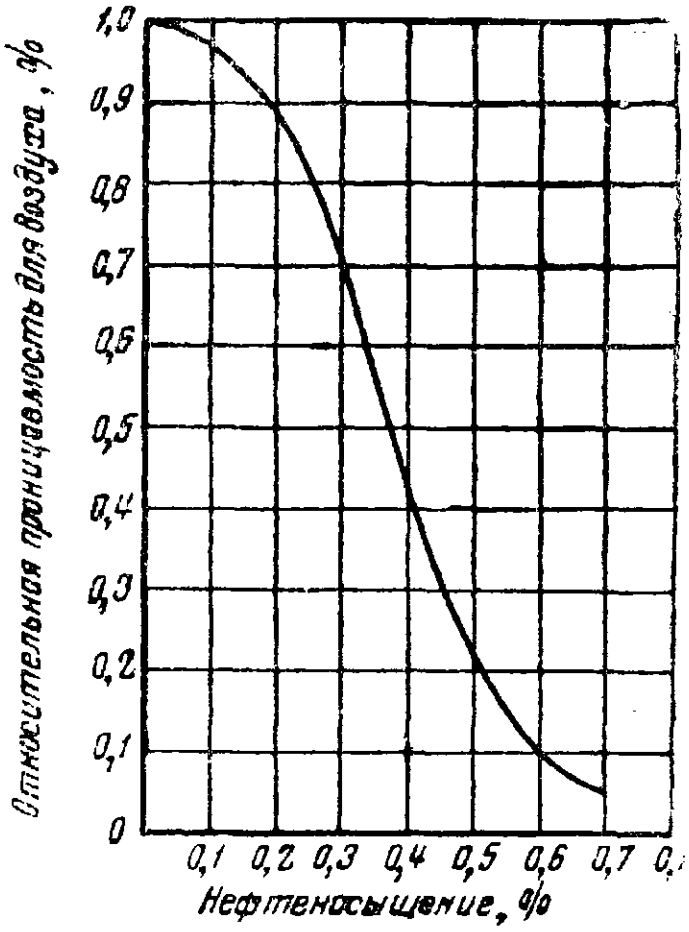
---

[1] Данные об относительной проницаемости коротких колонок (фиг. 63 и 65), полученные при непрерывном дегазировании жидкой фазы, имеют сомнительное количественное значение, так как «концевой эффект» в них не был исключен. Последний может иметь серьезное значение при высоких насыщениях смачивающей фазы и высоких градиентах давления.

* Однако недавние эксперименты показали, что проницаемость для нефти в колонках из песчаника Брэдфорд, содержащих нефть и буровые воды, заметно выше при перепадах давления 2,9 *ат*, чем при 1,45 *ат*.

давлением воздуха на входе. Видно, что между отдельными группами данных имеется некоторое различие. Однако поправка на входное давление не является монотонной и, возможно, не имеет реального значения. Так как параллельное изменение наблюдалось также в соотношениях воздух — нефть, то подсчитанная проницаемость для нефти по существу не зависит от входного давления; поэтому на фиг. 64 она изображена единой кривой.

В дальнейших экспериментах с насыщенными нефтью короткими колонками и нагнетанием в них воздуха проницаемость для последнего измерялась в зависимости от насыщения колонок остаточной нефтью. При этом не замечено было систематических или значительных колебаний проницаемости для изменения падения давления в системе в интервале 5—30 *см* рт. столба. Нефти с различной вязкостью — от 2 до 100 сантипуаз при 25° С — показали по существу одну и ту же проницаемость породы. Проницаемость исследованных колонок колебалась от 46 до 1,180 миллидарси. Средняя кривая, полученная из данных по 36 экспериментам, изображена на фиг. 65.



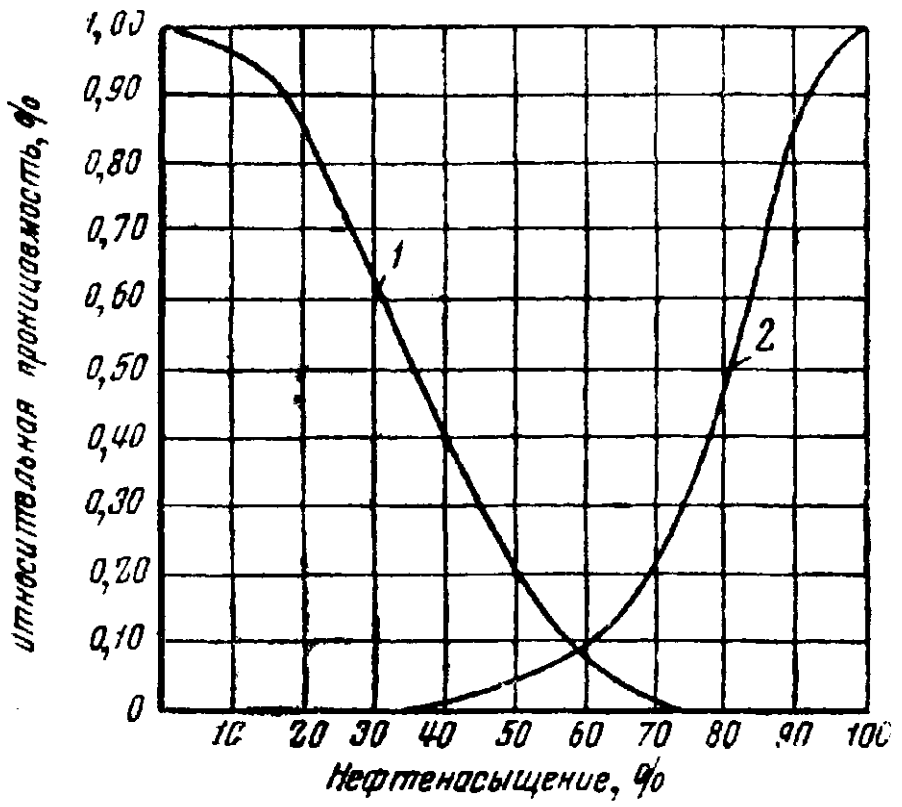
Фиг. 65. Относительная проницаемость для воздуха, усередненная по 36 образцам, в зависимости от частичного нефтенасыщения.

В экспериментах над установлением зависимости «проницаемость — насыщение» изучалось также влияние вязкости жидкости при помощи раствора сахара, добавленного к воде, чтобы поднять ее вязкость до 3,5 сантипуаза. В пределах экспериментальных ошибок кривая проницаемости для исследуемой жидкости была тождественной с кривой для воды с вязкостью 0,9 сантипуаза. Другие эксперименты с использованием CO_2 и алкоголя с поверхностным натяжением 27 *дн/см* показали результаты, согласующиеся в пределах экспериментальных ошибок с результатами для CO_2 и воды (поверхностное натяжение 72 *дн/см*).

Кривые на фиг. 66 представляют интерес с точки зрения поведения известняков как носителей гетерогенных жидкостей. Эти кривые представляют средние относительные проницаемости по 26 колонкам из трех пермских доломитов в Западном Техасе. Измерения проницаемости колонок малых образцов из известняков с трещинами или пустотами дают чрезвычайно неправильные результаты и фактически не имеют смысла. Однако

данные фиг. 66 показывают, что известняки с однородным зернистым строением обладают зависимостями «проницаемость — насыщение», аналогичными пескам и песчаникам.

Приведенные результаты охватывают большую часть опубликованных материалов о течении смеси газ—жидкость, полученных лабораторно. Они включают данные о проницаемости породы для отдельных фаз. Был опубликован также ряд экспериментов над общим поведением двухфазных смесей, которые можно было бы истолковать характеристиками «проницаемость — насыщение» исследованных систем. Но здесь они не будут разбираться.



Фиг. 66. Кривые средней относительной проницаемости для газа и нефти по 26 кернам из трех пластов пермского доломита в Западном Тексасе.

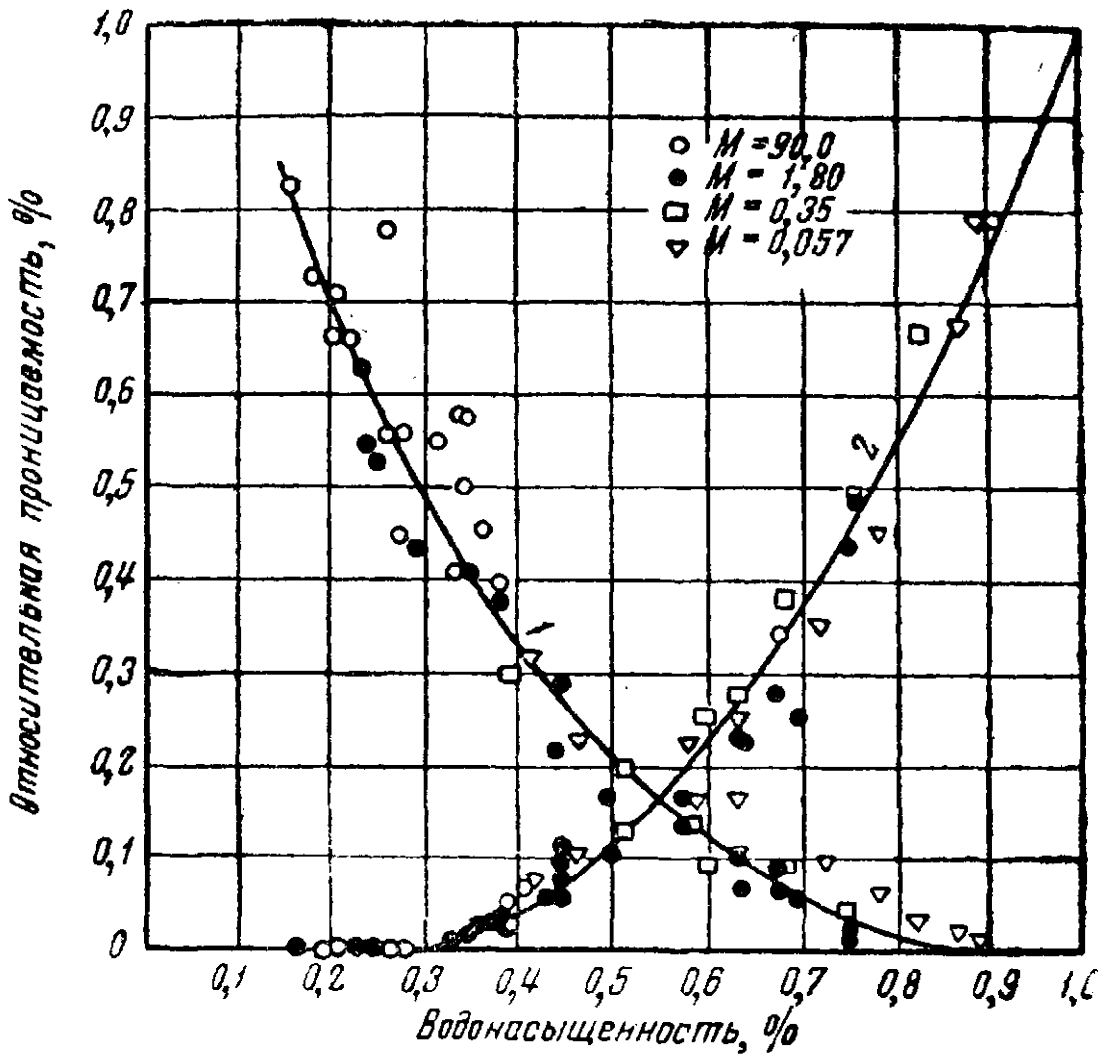
1 — газ; *2* — нефть.

4.3. Зависимость «проницаемость — насыщение» для двухфазных систем; несмешивающиеся жидкости. Известно несколько исследований по течению двух несмешивающихся жидких фаз — нефти и воды — через рыхлые пески. Полученные данные включают систематическое изучение влияния вязкости жидкости, градиентов давления и поверхностного натяжения на разделе двух фаз. Вязкость применявшихся нефтей колебалась от 0,31 до 76,5 сантипуаза. В одной группе экспериментов вязкость воды была повышена до 32,2 сантипуаза добавлением в нее глицероля. В результате соответствующих комбинаций этих жидкостей отношение вязкости нефти к вязкости воды колебалось от 90,0 до 0,057. Рыхлые пески имели пористость 40—42%, а проницаемость 3,2—6,8 дарси. В начале пески были насыщены водой, а затем через них прокачивали смеси нефть — вода с постоянным составом.

Результаты опытов для четырех смесей нефть—вода с различными соотношениями вязкости были нанесены на фиг. 67. Как видно, значительного изменения проницаемости в связи с изменением отношения вязкостей жидкости здесь не наблюдается. Обращает на себя внимание заметное тождество полученных кривых с кривыми для смесей газ—жидкость.

Изменение проницаемости в зависимости от перепада давления чрезвычайно мало при высоких градиентах давления (порядка 1 *см* Hg на 1 *см*), но при градиентах порядка 0,1 *см* Hg на 1 *см* проницаемость уменьшается. Поверхностное натяжение

на разделе фаз снижалось от значений 24—34 *дн/см* для ранее рассмотренных систем нефть—вода до 5 *дн/см* путем замены нефти в опытах амиловым спиртом, относительная проницаемость для которого была выше указанных на фиг. 67. Эта разница увеличивается с ростом относительной проницаемости для любой из фаз и приблизительно равняется 0,1 вместо относительной проницаемости 0,6 для нормальных смесей нефть—вода. При изменении распределения гранулометрического состава песка наблюдается небольшое, но систематическое смещение



Фиг. 67. Влияние соотношения вязкости M (нефть к воде) на относительные проницаемости песка диаметром 0,25 *мм* и 0,125 *мм*.

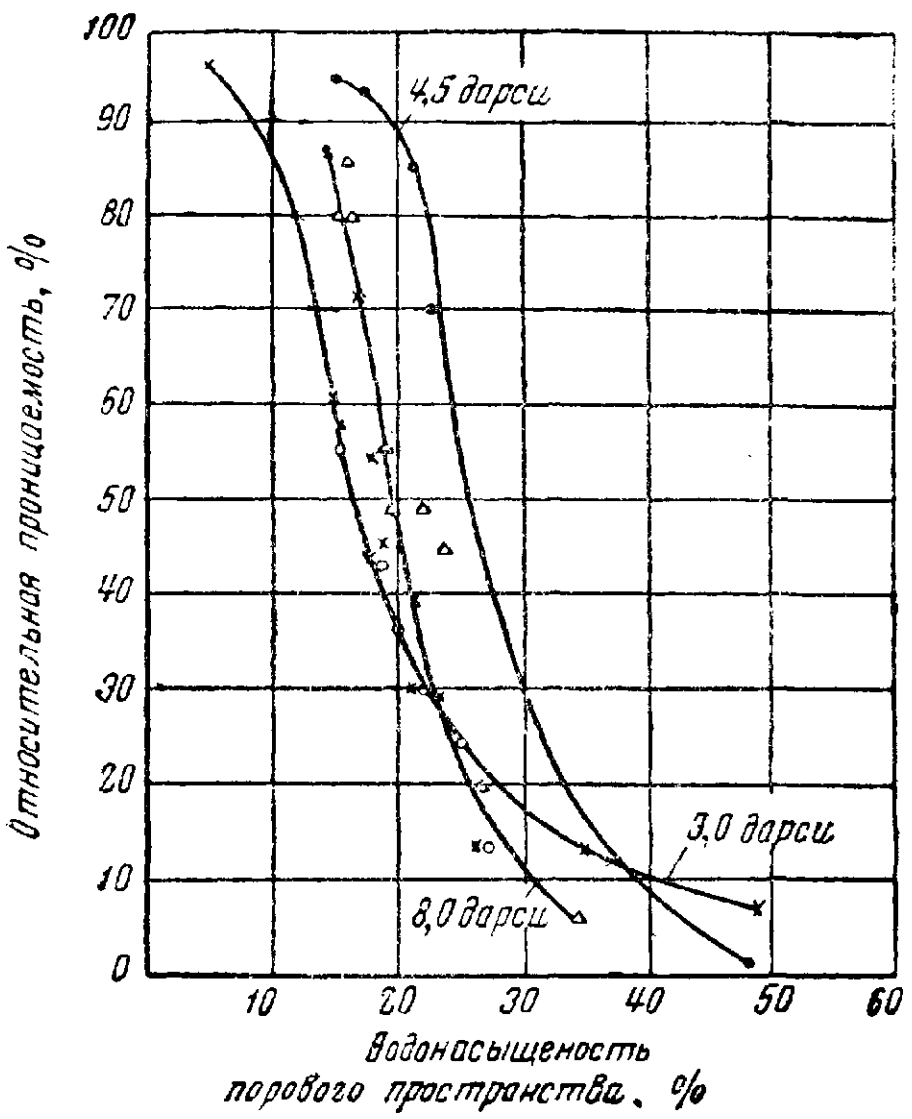
1 — нефть; *2* — вода.

в положении кривых проницаемости. Влияние перечисленных факторов было увязано[1] с безразмерным параметром $(P_d/D)/(dp/dx)$, где dp/dx — градиент давления; P_d — давление вытеснения, а D—средний диаметр пор. Величина $(P_d/D)/(dp/dx)$ представляет собой отношение капиллярных сил на разделе двух фаз, сопротивляющихся движению жидкости, к градиенту давления жидкости, проталкивающему жидкость через песок.

Небольшое количество экспериментов по движению смеси нефть—вода, аналогичных только что описанным, было освещено при опубликовании первой работы по изучению движения смеси

[1] Значение влияния этих факторов и вызываемых ими корреляций было подвергнуто сомнению, так как при экспериментах не были исключены «концевые эффекты». Тем не менее эти факторы представляют известный интерес, так как характеризуют физические условия, которые могут влиять на зависимость «проницаемость — насыщение».

газ—жидкость. Если песок в опытах сначала увлажнялся и насыщался водой, результаты были подобны изображенным на фиг. 67, хотя на график наносилась только кривая проницаемости для воды. Когда же была сделана попытка пропустить смесь «вода — нефть» через песок, насыщенный нефтью, то вода очень быстро прорывалась даже при очень малом содержании ее в смеси, и от опытов нельзя было получить надежных данных.

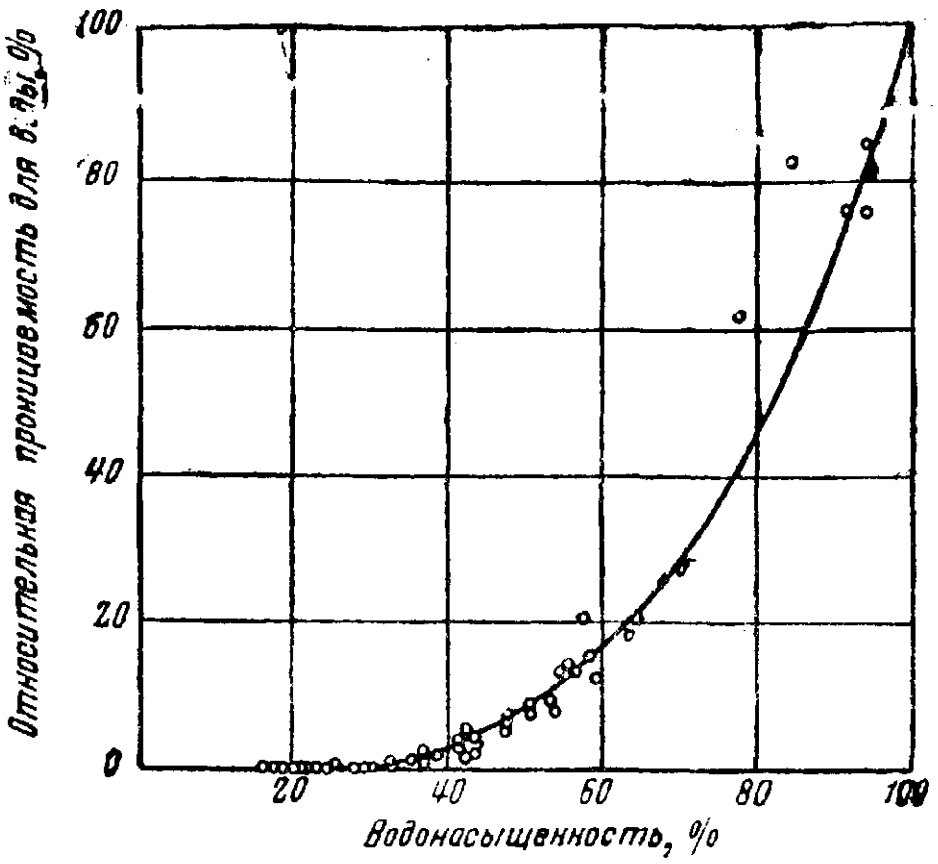


Фиг. 68. Кривые относительной проницаемости для нефти в зависимости от водонасыщенности для трех образцов несцементированного песка.

Эксперименты над течением смеси нефти и воды при неустановившемся движении с несколькими колонками из несцементированного песка, проницаемость которых колебалась от 2,9 до 13 дарси, дали такие же результаты. В колонки, насыщенные водой, закачивался керосин, и проницаемость для керосина измерялась в зависимости от насыщения песка остаточной водой. Результаты измерения для трех различных песков нанесены на фиг. 68, где видно, что определенной связи с проницаемостью не наблюдается. Качественно кривые фиг. 68 сходны с кривыми на фиг. 67, полученными из опытов по течению смесей нефти и воды через песок при измерении проницаемости для установившегося движения.

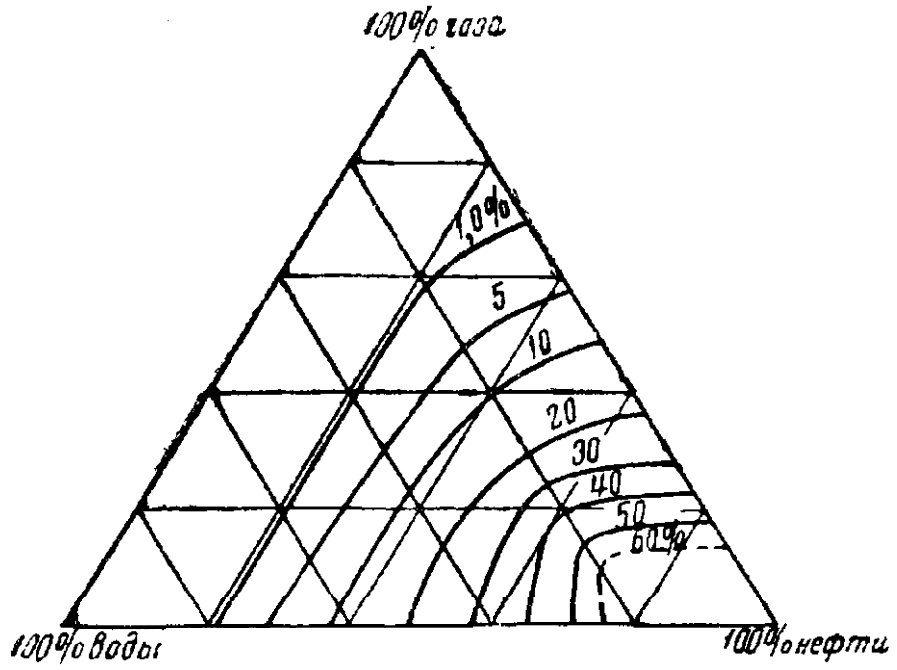
4.4. Зависимость «проницаемость—насыщение» для трехфазных систем. Известно только одно исследование по установлению зависимости «проницаемость—насыщение» для трехфазных систем, проведенное на серии из пяти несцементированных песков с проницаемостью от 5,4 до 16,2 дарси. Испытания велись с азотом, водой, керосином вязкостью 1,67 сантипуаза при 25° С и дизельным топливом вязкостью 18,2 сантипуаза при 25° С. Для измерения насыщения керна водой предварительно определялось, как и при исследованиях двухфазных систем, электрическое сопротивление керна. Насыщение свободным газом определялось из расширения газа в песке до атмосферного давления, а затем подсчетом первоначального объема из объема за-

качанного газа, приведенного к атмосферному давлению. Насыщение нефтью было получено вычитанием суммы насыщений водой и свободным газом из всего насыщения, принятого за единицу.



Фиг. 69. Кривая относительной проницаемости для воды в трехфазных системах, в зависимости от водонасыщенности. Сплошная кривая была определена для смесей — двуокись углерода — вода.

Относительная проницаемость для воды не зависит от распределения нефти и газа и определяется насыщением породы водой, как это видно из фиг. 69. Изменение ее величины с насыщением песка водой аналогично, в пределах экспериментальных ошибок, изменению проницаемости для смесей CO_2 — вода. Относительные проницаемости для газа и нефти меняются с распределением двух других фаз и потому не могут быть представлены едиными кривыми, как это имеет место для водопроницаемости. Для обработки данных очень удобны

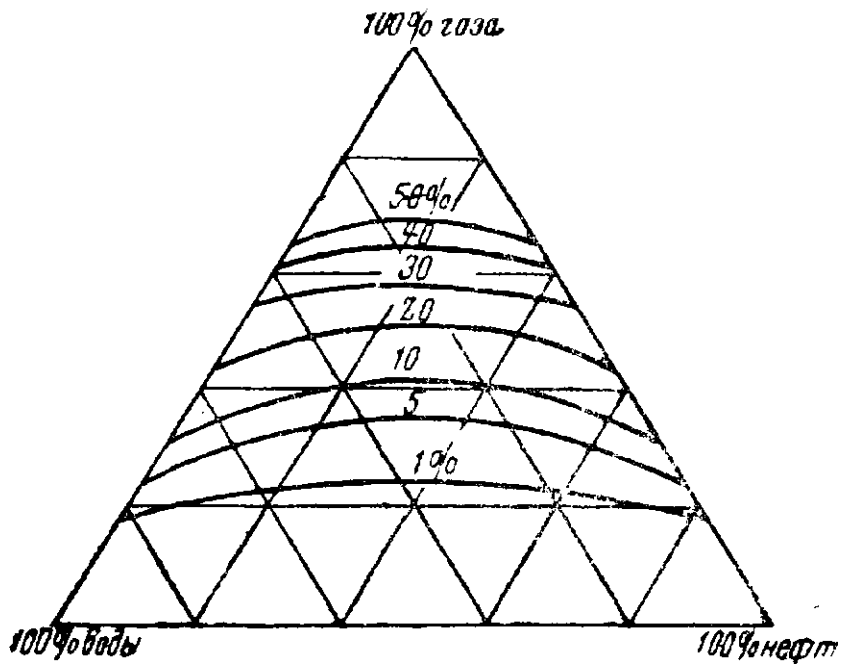


Фиг. 70. Изопермы (кривые постоянной относительной проницаемости в %) для нефти в зависимости от насыщения породы пластовой жидкостью, при многофазном течении нефти, газа и воды в несцементированных песках.

треугольные диаграммы, на которых нанесены «изопермы» или кривые постоянной относительной проницаемости (фиг. 70 и 71). Отклонение[1] «изоперм» от прямой линии, парал-

[1] В противоположность симметрии изоперм для газа (фиг. 71), который является несмачивающей фазой, независимо от относительных насыщений нефтью и водой, асимметрия изоперм для нефти (фиг. 70) отражает изменение роли нефти при переходе ее из смачивающей фазы при нулевом насыщении керна водой в несмачивающую фазу, когда возрастающее насыщение водой вытесняет нефть с поверхности песка.

лельной сторонам треугольника, представляет меру изменения проницаемости с распределением других фаз. Изопермы для воды на таких диаграммах представляют собой прямые, параллельные основанию с нулевым содержанием воды.



Фиг. 71. Изопермы (в %) для газа в зависимости от насыщения породы пластовой жидкостью при многофазном течении нефти, газа и воды в несцементированных песках.

Эксперименты с керосином и дизельным топливом показали аналогичные результаты. Таким образом, относительная проницаемость не зависит от вязкости нефти.

Взятые для опытов пески имели примерно одинаковый гранулометрический состав. Поэтому осталось неизвестным влияние характеристики песка на изменение относительной проницаемости. Кроме того, не было проверено постоянство проницаемости в зависимости от колебания градиента давления.

4.5. Физическое объяснение кривых «проницаемость — насыщение». Полученные до сего времени скудные количественные данные, очевидно, недостаточны, чтобы установить зависимость «проницаемость — насыщение» для всех типов пористых сред и течения неоднородных жидкостей. Тем не менее разобранные примеры определенно устанавливают основные физические свойства, характеризующие течение многофазных жидкостей в пористой среде. При всяком разборе необходимо проводить существенное различие между жидкой фазой, смачивающей пористую среду, и несмачивающей фазой или фазами. При изучении течения смеси газ—жидкость, рассматривавшегося в параграфе 4.2, жидкость, очевидно, являлась смачивающей фазой. Для этих экспериментов жидкостями послужили нефть и вода. Для экспериментов с несмешивающимися жидкостями (параграф 4.3) так же, как и в трехфазной системе (параграф 4.4), смачивающей фазой была вода. Из фиг. 61, 62, 64, 66, 67, 69 и 70 видно, что кривые проницаемости для смачивающих фаз в различных экспериментах по течению многофазных жидкостей и для различных пористых сред в основном идентичны. Они все характеризуются: а) быстрым падением проницаемости, когда насыщение смачивающей фазой снижается вначале от единицы, и б) почти полным исчезновением проницаемости для смачивающей фазы, когда ее насыщение падает до 15—35%. Эти свойства не зависят от того, является ли смачивающая фаза водой, а несмачивающая — газом, нефтью или комбинацией обоих сред, ни от

того, что смачивающая фаза нефть, а несмачивающая — газ. Этим наблюдениям легко придать физический смысл. Из природы поверхностных явлений смачивания ясно, что наиболее легко вытесняемая часть жидкого содержимого пористой среды заключена в открытых и центральных областях пустот между зернами. Поэтому именно эта часть порового пространства прежде всего занимается несмачивающей фазой. Эта же область порового пространства является путем наименьшего сопротивления течению потока, хотя она может составлять лишь небольшую часть всего свободного объема пор. Блокада этой части порового пространства несмачивающей фазой ведет к увеличению сопротивления течению или к падению проницаемости для смачивающей фазы пропорционально и в значительно большей степени, чем непосредственное объемное вытеснение смачивающей фазы [1]. Описанные кривые показывают, что в песках 10% порового пространства, заполненного несмачивающей фазой, приводит к уменьшению проницаемости на 15—30%.

Дальнейший рост насыщения песка несмачивающей фазой должен по необходимости способствовать вытеснению смачивающей фазы из порового пространства с непрерывно уменьшающейся эффективностью. Поэтому скорость падения проницаемости для смачивающей фазы с уменьшением насыщения снижается. Наконец, достигается такое состояние, при котором насыщения смачивающей фазой недостаточно, чтобы создать непрерывность течения по всей пористой среде, за исключением очень тонкого слоя, адсорбированного на отдельных зернах песка. При этом проницаемость для смачивающей фазы становится равной нулю и остается только течение, которое переносится пленкой, адсорбированной на зернах песка. Остающаяся смачивающая фаза распределяется тороидальными кольцами на контакте между зернами, но отдельные кольца ее не соединены между собой. Такое распределение жидкости может занимать значительную часть порового пространства. Величина ее зависит от состава и формы отдельных зерен, их распределения, а также характера и степени цементации зерен. Разрыв непрерывности смачивающей фазы [2] и исчезновение проницаемости для нее возникают раньше, чем она будет полностью вытеснена из песка. Вернее этот момент наступает, когда смачивающей жидкостью

---

[1] Подобная простая картина не описывает полностью исключительно сложного микроскопического поведения систем многофазного потока, несмотря на то, что в произведенном разборе рассматривалось одновременное течение двух фаз (смачивающей и несмачивающей) в пределах одних и тех же пор. Возможно также, что некоторую роль играет известая степень местной фазовой сегретации в порах различных размеров, хотя представить себе поровое пространство пучком длинных капиллярных трубок совершенно невероятно.

[2] Принятая в разборе терминология и физическая картина соответствуют обычно рассматриваемому распределению многофазной жидкости в статических системах. Однако не следует выводить количественной аналогии статического распределения к динамическим состояниям. В условиях динамического потока нарушение непрерывности и исчезновение проницае-

насыщена еще существенная часть порового пространства, как это показывают нормальные измерения пористости.

При изучении течения несмачивающей фазы или фаз было отмечено несколько важных особенностей кривых «проницаемость—насыщение», общих для всех, полученных до сих пор лабораторно, а именно: а) возникновение измеряемой проницаемости лишь после того, как насыщение несмачивающей фазой достигло окончательной или критической величины, колеблющейся от 5 до 20%; б) быстрый рост проницаемости по мере того, как насыщение несмачивающей фазой возрастает за пределы критической величины, и в) достижение почти полной проницаемости для однофазной жидкости до того, как насыщение смачивающей фазой падает до нуля. Общность этих характеристик вытекает из кривых фиг. 61—68, 70 и 71, несмотря на то, что в различных исследованных системах их значимость отличается друг от друга. Этим свойствам, полученным опытным путем, можно дать простое физическое истолкование. Однако количественную оценку этих свойств многофазных систем нельзя дать заранее.

С чисто геометрической точки зрения несмачивающая фаза должна распределяться по всей пористой среде прерывисто, если только насыщение ею не превышает определенной минимальной величины. Несмачивающая фаза, заключенная в отдельных порах или небольших группах соседних пор, разбивается на пузырьки или шарики. Если несмачивающая фаза представлена газом, выделяющимся из раствора в нефти внутри пористой среды, такое распределение развивается автоматически, пока выделившийся газ занимает небольшую часть порового пространства. Описанное явление происходило в экспериментах со смесями газ—жидкость, данные по которым приведены на фиг. 61, 62, 70 и 71. Для экспериментов, представленных фиг. 63—65, где газ нагнетался в полностью насыщенную среду, содержащую смачивающую фазу, или в аналогичных исследованиях двух фаз, представленных несмешивающимися жидкостями (фиг. 68), автоматического развития прерывистого распределения несмачивающей фазы не происходило. В этом случае измеряемые проницаемости для несмачивающей фазы не могли быть установлены до тех пор, пока не были созданы предельные насыщения для обеспечения непрерывности течения. Можно ожидать, что эти насыщения будут ниже ограничивающих подвижность газовой фазы, созданной выделением растворенного газа,

---

мости смачивающей фазы обычно возникают при бо́льших значениях насыщения, чем когда пористая среда дренируется под непрерывным и статическим капиллярным давлением. Частично эти различия отражают трудность эксперимента над определением проницаемости в интервале низкого насыщения смачивающей фазой. В динамике многофазного потока они могут появиться также вследствие эффекта гистерезиса подобно явлению, возникающему под действием статического капиллярного давления.

но сравнительных измерений по этому вопросу еще не опубликовано.

Данные же о различных пористых средах и динамических системах дают основания предполагать, что их сравнимость определяется величиной одного и того же порядка. Оказывается, что независимо от характера проводимого эксперимента необходимо некоторое минимальное насыщение среды для создания подвижности несмачивающей фазы. Явление гистерезиса, обусловливающее получение неодинаковых результатов при проведении экспериментов разного вида, может оказать влияние на поведение нефтяного пласта.

Рассматривая область насыщения несмачивающей фазой ниже предельной минимальной величины, где распределение ее прерывисто, из физических соображений можно предсказать исчезновение для нее проницаемости. Если несмачивающая фаза распределяется в пористой среде отдельными пузырьками или шариками диаметром, превышающим диаметр перетяжек пор[1] по направлению течения, то их прохождение сквозь эти сжатия встретит препятствие со стороны поверхностных сил на разделе двух фаз и нормального вязкого напряжения сдвига, приложенного к непрерывной смачивающей фазе. Поверхностные силы нарушают форму пузырьков или шариков так, чтобы они могли двигаться по узким проходам между зернами пористой среды. Эти силы возникают вследствие увеличения поверхности и энергии жидких частиц, искривленных по сравнению в основном с их сферической формой в состоянии покоя в центральной части пор. Величина этих сил определяется эффективным радиусом сжатия r_1, радиусом кривизны на задней поверхности жидкой частицы r_2 и поверхностным натяжением σ на разделе между смачивающей и несмачивающей фазами согласно уравнению

$$\Delta p = 2\sigma \cos\theta \left(\frac{1}{r_1} - \frac{1}{r_2}\right), \qquad (1)^2$$

где Δp — разница давления между передней и задней поверхностями жидкой частицы, необходимая для проталкивания ее сквозь сжатие, а θ — краевой угол. Δp дается в динах на 1 $см^2$, если r_1 и r_2 выражены в сантиметрах, а σ в динах на 1 $см$. Так, если $r_1 = 0{,}002$ $см$, $r_2 = 0{,}005$ $см$, $\sigma = 20$ $дн/см$, а предполагаемый θ — краевой угол — равен нулю, то $\Delta p = 12\,000$ $дн/см^2$.

Уравнение (1) с r_2, значительно бо́льшим r_1, относится только к одному пузырьку, захваченному у перетяжки, ведущей в пору, заполненную жидкостью, как это имеет место в процессе преодоления давления вытеснения во время начального продвижения

---

[1] Если частицы несмачивающей фазы обладают коллоидальными размерами и радиусы их намного меньше радиусов пор, они переносятся непрерывной фазой как составная ее часть.

[2] Строго говоря, краевой угол, связанный с $1/r_2$ должен включать наклон к оси перетяжки поверхности у контактного кольца.

несмачивающей фазы в насыщенную породу. Оно показывает максимальный перепад давления, который могут выдержать изолированные пузырьки или жидкости в отдельных порах, не разбиваясь. Когда пузырьки с повышением среднего насыщения несмачивающей фазой увеличиваются в размере и входят в соприкосновение с передними и задними перетяжками пор, уравнение (1) еще справедливо. Но при этом r_2 уравнивается с r_1 и Δp соответственно падает.

Таким образом, чтобы вызвать движение несмачивающей фазы, когда ее насыщение ниже минимума, при котором существует подвижность, необходимо преодолеть низкие значения Δp. Однако даже когда r_2 лишь на 10% больше r_1, Δp все еще составляет 1800 *дн/см²* для $r_1 = 0{,}002$ *см*. Если это падение давления вызвано параллельным течением окружающей жидкой фазы, и длина поры принимается 0,01 *см*, то соответствующий эквивалентный местный градиент давления будет около 18 *ат/м*. Такое падение давления по отдельным порам, когда установится течение несмачивающей фазы, не будет определяться просто суммой отдельных слагающих. Тем не менее получающиеся градиенты давления настолько высоки, что нельзя ожидать большой подвижности жидкости при проведении лабораторных опытов или же в пластовых условиях, когда происходит слияние отдельных пузырьков и возникает непрерывное течение, за исключением, быть может, призабойной зоны скважины. Отсутствие подвижности прерывистой несмачивающей фазы можно связать, строго говоря, с градиентом местного давления, фазой течения и абсолютной величиной среднего насыщения. Однако в естественном процессе нефтеотдачи оно все же характеризует с физической стороны течение многофазных жидкостей.

Когда насыщение газом происходит в интервале минимальной величины подвижности, отдельные пузырьки его выходят из своих пор и сливаются с пузырьками в соседних порах. Падение давления, по уравнению (1), необходимое для проталкивания этих больших масс сквозь сжатия, распространяется на несколько пор, связанных жидкой частицей, что соответствует пониженному градиенту давления. Кроме того, в зависимости от распределения размеров пор и перетяжек в среде, где несмачивающая фаза стала подвижной, возникает постепенная диффузия. По мере увеличения общего насыщения область диффузии распространяется и охватывает все большее количество пор, пока среда в целом не пронизывается проходами для непрерывного течения несмачивающей фазы. Во время этого процесса проницаемость для несмачивающей фазы возрастает от нуля, быстро увеличивается и становится больше проницаемости для смачивающей фазы. Когда насыщение смачивающей фазой переходит в состояние «подвешенной капли» и последняя теряет свою подвижность, ее взаимодействие с течением несмачивающей фазы становится малым. Остатки смачивающей фазы, заключенные в мельчайших порах или почти недоступных уголках некото-

рых больших пор, не принимают заметного участия в нормальном течении. Вследствие этого развивается проницаемость для несмачивающей фазы, фактически равная проницаемости для однордной жидкости [1].

Для сбъяснения характера изменения проницаемости систем, содержащих две несмачивающие фазы, можно использовать те же соображения. Как показывает фиг. 69, смачивающая фаза в таких системах обладает кривой проницаемости, независимой от распределения насыщения между двумя другими и такой, будто в системе существует лишь одна несмачивающая фаза. При наличии отдельных несмачивающих фаз распределение насыщения остающимися двумя влияет на величины проницаемости, как это показывает нелинейность [2] изоперм (кривых равной проницаемости) на фиг. 70 и 71.

Из этих же кривых видно, что пока не будет достигнуто 20% насыщение фазой, сохраняются области с очень низкой проницаемостью, а также наблюдается быстрое нарастание проницаемости до довольно высоких значений, хотя среда содержит еще значительные количества других фаз. Взаимодействие несмачивающих фаз представляет собой новый фактор поведения трехфазных систем. Взаимодействия же смачивающей фазы и отдельных несмачивающих фаз аналогичны взаимодействиям в более простых двухфазных смесях.

Необходимо подчеркнуть, что физическая сущность, на которой основаны кривые «проницаемость — насыщение», описанная здесь, правильна и имеет в основном качественный характер.

Пористые среды представляют собой скопления минеральных частиц, весьма различных по своей геометрии. Поэтому течение несмачивающей фазы возникает постепенно и распространяется от больших пор с соединяющимися проходами к меньшим порам с узкими сжатиями и не является резким переходом из состояния покоя. Подвижность смачивающей фазы с уменьшением насыщения ею прекращается сначала в меньших порах, а также в местах уплотнения и сцементированности породы, а затем переходит на менее сцементированные разности. Когда достигнут предел критического насыщения, прекращение течения не возникает внезапно по всей среде. Наблюдения показали, что несцементированные среднезернистые пески дают почти такие же кривые «проницаемость — насыщение», какие приведены на фиг. 61. Однако изменения механического состава зерен, их формы, цементации, а также изменения поверхностных свойств пластовой

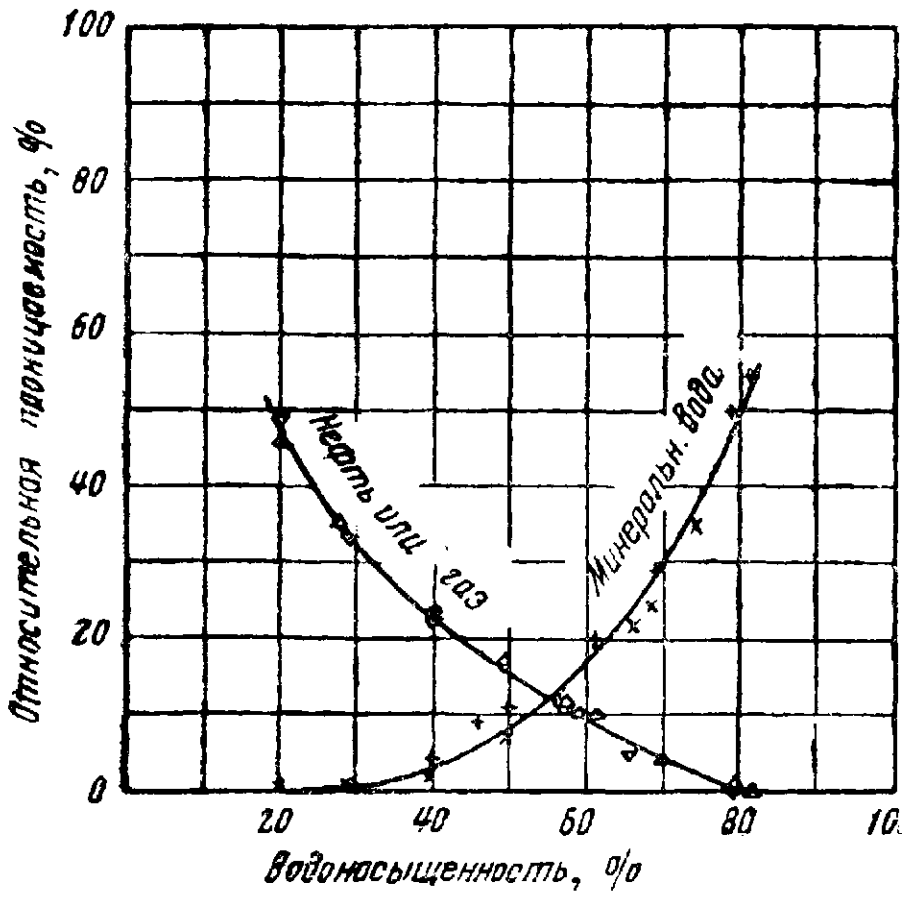
---

[1] Приближение к 100% относительной проницаемости по мере уменьшения насыщения смачивающей фазой зависит, очевидно, от микрогеометрии порового пространства, количества и характера цементирующего материала и т. д. Можно предположить, что 100% предел относительной проницаемости при нулевом насыщении смачивающей фазой в естественных сцементированных песках достигается с нулевым спадом.

[2] Вследствие малой кривизны газовых изоперм на фиг. 71 необходимо получить дальнейшее доказательство их реальности в пористых средах.

жидкости могут вызвать существенные изменения характера кривых.

Необходимо отметить, что среднее значение смачиваемости фаз достаточно для определения общей зависимости «проницаемость — насыщение», но их количественная сторона зависит от микрогеометрии и поверхностных свойств породы. Для одной и той же пористой среды кривые «проницаемость — насыщение» могут и не зависеть от природы смачивающей или несмачивающей жидкости. Однако для несцементированных песков или синтетических образцов песков такая зависимость не имеет большого значения. Так, фиг. 69 показывает, что проницаемость для воды как смачивающей фазы не зависит от распределения насыщения несмачивающей фазы между нефтью и газом. Согласно фиг. 70 кривая проницаемости для нефти, как смачивающей фазы в несцементированных песках, с газом, как несмачивающей фазой, фактически повторяет собой кривую для воды (из фиг. 69). Симметрия кривых проницаемости по газу (фиг. 71) указывает, что газопроницаемость остается одной и той же вне зависимости от того, взята ли в качестве дополнительной смачивающей фазы нефть или вода.

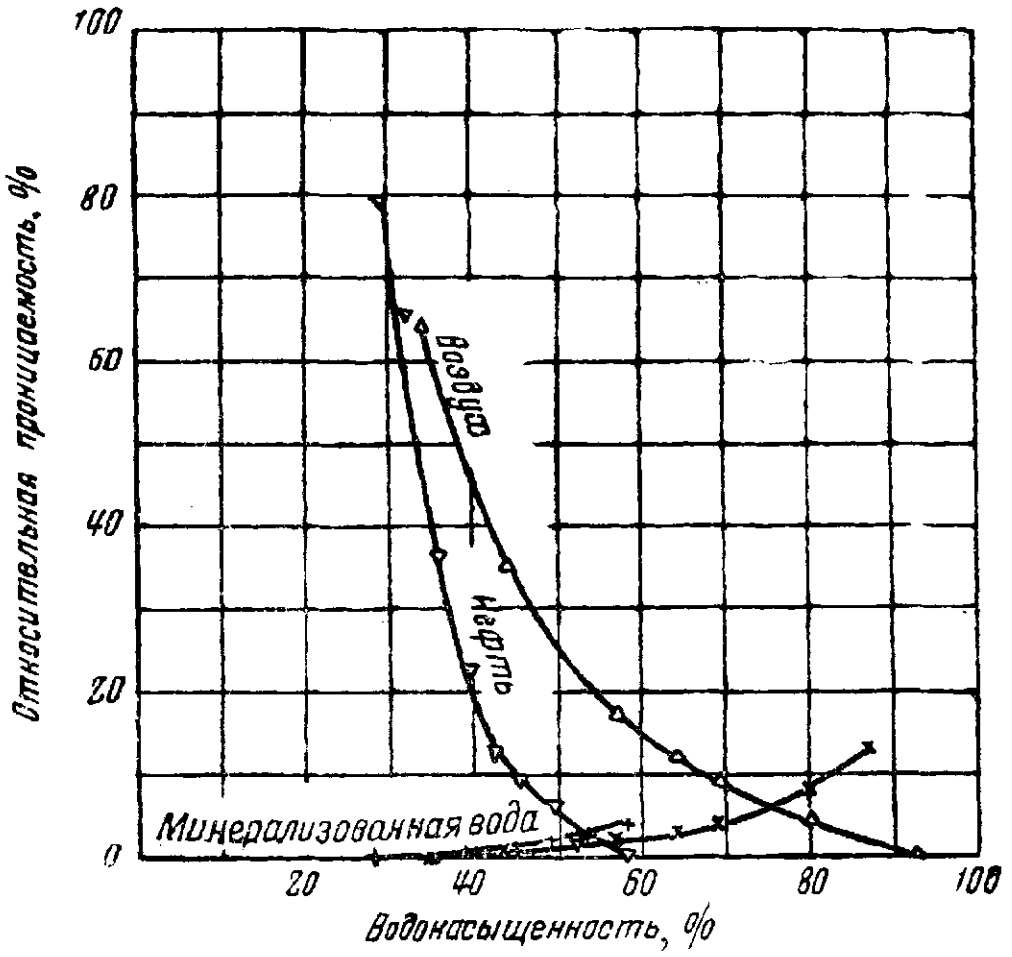


Фиг. 72. Относительные проницаемости синтетического песчаника для двухфазной системы, состоящей из минерализованной воды и воздуха, а также минерализованной воды и нефти.

+ и × — проницаемости для минерализованной воды, когда несмачивающая фаза представлена нефтью или воздухом; △ — проницаемость для воздуха; ▽ — проницаемость для нефти.

На фиг. 72 приведены аналогичные результаты для двухфазного течения в искусственном песчанике. Однако образец естественного продуктивного песчаника из пласта Венанго 2, Пенсильвания, показал, что кривые проницаемости для нефти и газа, как несмачивающих фаз, совершенно различны при одной и той же смачивающей фазе — буровых водах. Это изменение зависит от характера несмачивающей фазы (фиг. 73). Полученные различия отражают микронеоднородность смачиваемости и поверхностных сил на разделе двух фаз у внутренних твердых поверхностей сцементированных песчаников и особенно алевролитовых песков. Количественное применение данных «проницаемость — насыщение» требует их определения на естественных породах и жидкостях.

Техника определения зависимостей «относительная проницаемость — насыщение», подобная обычной технике измерения проницаемости для однородной жидкости, еще не разработана. Зато получены аналитические выражения, описывающие кривые «проницаемость — насыщение». Они основаны на анализе физической взаимосвязи между течением жидкости в пористой



Фиг. 73. Относительные проницаемости песчаника Венанго — 2 для двухфазной системы, состоящей из минерализованной воды и воздуха, а также минерализованной воды и нефти.

+ и × — проницаемости для минерализованной воды, когда несмачивающая фаза представлена нефтью или воздухом; △ — проницаемость для воздуха; ▽ — проницаемость для нефти.

среде и статическими поверхностными явлениями, определяемыми капиллярным давлением. Анализ приводит к установлению зависимости между относительной проницаемостью для смачивающей фазы $k_{r\,в}$, насыщением породы смачивающей фазой $\varrho_в$ и капиллярным давлением $p_к$ на границе смачивающей фазы с окружающей ее несмачивающей фазой в виде

$$k_{r\,в} = \varrho_в \left(\frac{p_d}{p_к} \right)^2, \qquad (2)$$

где p_d — давление вытеснения, являющееся предельной величиной для $p_к$ при 100% насыщении смачивающей фазой, т. е. при $\varrho_в = 1$. Исследование физических параметров, от которых зависит функция капиллярного давления $p_к$, и эмпирические данные об ее изменении с $\varrho_в$ дают возможность выразить $k_{r\,в}$

в зависимости от $\varrho_в$. Конечный результат представлен следующим уравнением:

$$k_{r\,в} = \frac{16\varrho_в^2(\varrho_в - \varrho_{в\,m})^3(1-\varrho_{в\,m})}{[2\varrho_в^2(2-3\varrho_{в\,m})+3\varrho_в\varrho_{в\,m}(3\varrho_{в\,m}-2)+\varrho_{в\,m}(4-5\varrho_{в\,m})]^2}, \qquad (3)$$

где $\varrho_{в\,m}$ — предельная величина для $\varrho_в$ при подвижности смачивающей фазы. Эта величина является единственным эмпирическим параметром, определяющим всю семью кривых относительной проницаемости для смачивающей фазы.

Уравнение (3) предполагает, что $\varrho_{в\,m}$ должно соответствовать минимуму насыщения, получаемому в экспериментах с капиллярным давлением; например, при определении насыщения керна связанной водой. Однако содержание последней обычно ниже предельных величин, полученных измерением естественной относительной проницаемости. Полное объяснение этого явления еще не ясно. Оно может отражать влияние гистерезиса на поверхностные силы, связанные с динамикой движения многофазной жидкости и зависимостью микроструктуры распределения жидкой фазы от способа установления относительных насыщений. $\varrho_{в\,m}$ можно рассматривать как динамический эквивалент «несниженного» статического насыщения смачивающей фазой. Возможно, что последнее зависит от характеристики течения. Соответственно подбирая значения $\varrho_{в\,m}$ в уравнении (3), можно воспроизвести довольно точно измеренные кривые относительной проницаемости для смачивающей фазы в пределах большей части интервала насыщения, не отступая от экспериментальных данных.

Физическая теория, приводящая к уравнениям (2) и (3), не допускает прямого обобщения или приложения этих уравнений к несмачивающей фазе многофазной системы. Однако можно получить уравнение, аналогичное уравнению (3), которое характеризовало бы кривые относительной проницаемости для несмачивающей фазы в двухфазных системах. Для этого необходимо ввести понятие эффективного замораживания той части насыщения смачивающей фазой $\psi_в$, которая не влияет на подвижность несмачивающей фазы. Тогда эффективная пористость для несмачивающей фазы будет $f(1-\psi_в)$, где f — абсолютная пористость; действительное насыщение ϱ_n несмачивающей фазой вводится в уравнение (3) через $\varrho_n/(1-\psi_в)$. Отсюда уравнение относительной проницаемости для несмачивающей фазы k_{rn} получит вид:

$$k_{rn} = \frac{16\varrho_n^2(\varrho_n - \varrho_{nm})^3(1-\psi_в-\varrho_{nm})}{[2\varrho_n^2(2-2\psi_в-3\varrho_{nm})+3\varrho_n\varrho_{nm}(3\varrho_{nm}-2+2\psi_в)+} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{}{+\varrho_{nm}(1-\psi_в)(4-4\psi_в-5\varrho_{nm})]^2}, \qquad (4)$$

где ϱ_{nm} — равновесное насыщение несмачивающей фазой. С физической стороны это соотношение имеет сомнительное значение, но оно может служить полуколичественным ключом при оценке или экстраполяции данных относительной проницаемости для несмачивающей фазы в двухфазных системах.

Для вычисления нефтепроницаемости в нефтяных, газовых и водяных системах были предложены некоторые обобщения. Они не приводятся в настоящей работе, так как полученные экспериментальные данные слишком скудны для оценки их точности. Что же касается относительной проницаемости для газа в трехфазных системах, то опубликованные эмпирические данные ограничиваются исследованием, представленным на фиг. 71. До получения новых данных достаточно пренебречь кривизной изоперм на фиг. 71 и допустить, что относительная проницаемость для газа зависит от газонасыщения, а также, что в трехфазной и в двухфазной системах она представлена той же функцией газового насыщения.

4.6. Значение кривых «проницаемость — насыщение». Равновесное насыщение. Данные по зависимости «проницаемость — насыщение», а также их физический смысл имеют важное значение. Эта зависимость определяет собой физическую сущность всего комплекса процессов, участвующих в вытеснении нефти и газа из нефтеносных пород. Рассмотрим наиболее простые и качественные стороны этого комплекса. Известно, что проницаемость для несмачивающей фазы остается нулевой до тех пор, пока насыщение ею не достигает определенной неисчезающей величины. Если фактическое насыщение меньше, то несмачивающая фаза остается заключенной в порах. Когда же насыщение последней возрастает от нуля, проницаемость для смачивающей фазы непрерывно уменьшается. При установлении течения газонасыщенной жидкости сквозь пористую среду в условиях, когда давление в среде падает ниже давления насыщения, газ, выделяющийся в порах, накапливается, пока насыщение газом не достигает значения, при котором проницаемость для него становится реальной величиной. В процессе такой аккумуляции газа проницаемость для жидкости падает по кривой, подобной кривым на фиг. 61, 62, 66, 69.

Следует отметить, что описанный процесс является по существу переходным. Нельзя достичь или поддержать установившееся течение, пока насыщение свободным газом таково, что проницаемость для него равна нулю, при условии, конечно, существования дополнительного источника свободного газа для пополнения расхода. Система не достигнет равновесия, пока не снизится насыщение ее жидкостью, а насыщение свободным газом не увеличится до состояния, когда проницаемость газовой фазы получит конечное значение. Отсюда все дополнительные насыщения смачивающей и несмачивающей фазами обозначаются термином «равновесные насыщения»; проницаемость для смачи-

вающей фазы при этих насыщениях называется «равновесной проницаемостью». Эти величины представляют собой предельные состояния насыщения и проницаемости, при которых могут быть установлены и поддерживаться равновесные или стационарные условия.

При насыщениях смачивающей фазой ниже равновесного значения установившиеся состояния могут поддерживаться при условии, что имеется стойкий источник смеси с постоянным составом. Насыщение жидкостями для каждого установившегося течения определяется составом потока жидкости, т. е. насыщения в нем распределяются так, что фазовые проницаемости обеспечивают перенос соответствующих компонентов в потоке в тех же пропорциях, как они поступают. Если начальные насыщения жидкостями не соответствуют условиям установившегося состояния или состав потока жидкости меняется после установления стационарного состояния, возникает переходный период. Если объемный состав комплексного потока жидкости должен по пути измениться, то распределение насыщения в породе для передачи измененного состава потока установится соответственно изменившимся условиям проницаемости. При переходе в область низкого давления свободный газ из смеси газ — жидкость увеличивается в объеме в результате выделения из раствора и расширения, и насыщение свободным газом в этой области усиливается. Это увеличивает скорость течения и проницаемость для фазы свободного газа по сравнению с проницаемостью для жидкой фазы. Подобные изменения распределяются непрерывно по всей пористой среде, даже если вся система в целом находится в установившемся состоянии. Можно считать, что порода обладает непрерывно меняющейся, но локализованной структурой, с которой связаны непрерывные изменения местных насыщений жидкостями, а также проницаемости. Если система в целом претерпевает переходный процесс, как это происходит в нефтеносном пласте, то пространственные распределения насыщения и проницаемости сами испытывают непрерывные изменения, соответствующие колебаниям общего содержания жидкости и давления комплексного подземного нефтяного резервуара. Определение временных и пространственных изменений насыщения жидкостями, проницаемости и давления составляет основную задачу при описании и предсказании поведения систем с многофазным течением.

Из кривых «проницаемость — насыщение» можно легко получить изменения величины насыщения жидкостями, необходимые для приспособления к колебаниям объемного состава потока жидкости. Соотношения относительных проницаемостей для отдельных фаз при постоянном распределении насыщения, деленные на соотношения вязкости тех же фаз, показывают, очевидно, относительные местные скорости течения для соответствующих фаз. В частности, для смеси жидкость — газ подобные соотношения составов, полученные из кривых проницаемости для газа

и жидкости, дают непосредственную величину местного газового фактора (свободного газа) в потоке как функцию местного насыщения газом или нефтью. Когда к этому значению добавляется растворенный газ, переносимый нефтяной фазой, легко получить полную величину местного газового фактора. Проверка данных фиг. 61 и 62 показывает, что газовые факторы (свободного газа) равняются нулю, пока не достигнуто равновесное насыщение жидкостью, а затем быстро возрастают с дальнейшим снижением этого насыщения. В этом наблюдении находят свое основное объяснение некоторые из наиболее важных характеристик так называемого режима «растворенного газа» в нефтяных пластах [1].

Основные представления и понятия рассматриваемой проблемы описывались до сих пор как проявление «эффекта Жамена», т. е. объяснялись сопротивлением, оказываемым отдельными пузырьками газа, попыткам протолкнуть их сквозь сжатие пор. Это сопротивление связано с капиллярными силами на разделе несмешивающихся фаз. Вследствие связи с капиллярным явлением гидродинамические системы, например нефтеносные пласты, в которых они возникают, часто рассматривались, как находящиеся под «капиллярным контролем или режимом».

Принятая терминология была неплохой, но она дезориентировала изучение основной проблемы течения многофазной жидкости. Принималось, что движение системы жидких смесей контролируется эффектом Жамена, причем подразумевалось, что такое наименование явления полностью его описывает и количественно уточняет. Микроскопический анализ поведения газовых пузырьков в пористой среде брался в таких упрощенных условиях и ему придавалось такое большое значение, что фактически терялся всякий смысл в его интерпретации к многофазному течению.

Был проведен ряд исследований цепей из пузырьков в отдельных капиллярных трубках, эти пузырьки задерживались (индивидуально) между сжатиями по аналогии с захватом газовых пузырьков в пористых средах. Так как цепь из пузырьков у сжатий может выдержать весьма значительные давления, считали, что естественные нефтеносные пласты, находящиеся под «капиллярным контролем», отдают нефть и газ лишь из призабойной зоны. Последняя простирается на радиус, давление при котором превышает гипотетические сопротивления отдельных пузырьков, действующих последовательно, между скважиной и окружностью указанного радиуса. Считали, что за пределами этого радиуса жидкости неподвижны. Исходя из этого, делали

---

[1] Отсутствие проницаемости для газа, пока не достигнуто равновесное насыщение, играет с теоретической точки зрения важную роль на раннем этапе разработки пластов с режимом «растворенного газа». Однако существование заметного насыщения среды свободным газом без его подвижности часто затемняется в промысловых наблюдениях другими факторами, связанными с естественными пластовыми и промысловыми условиями.

вывод, что предельный радиус, или «радиус дренирования», сокращается по мере падения нефтеотдачи и снижения давления. Кроме того, предполагали, что газовые пузырьки распределяются однородно по всему пласту с начала его эксплуатации.

Экстраполяция результатов первичных экспериментов над эффектом Жамена на нефтяной пласт ничем не оправдана, но это не обесценивает явлений сопротивления пузырьков в пористой среде, так как для проталкивания отдельных пузырьков или шариков сквозь сжатия пор необходимы конечные перепады давления. Это наблюдение очень важно для объяснения существования предела равновесного насыщения, необходимого для течения свободного газа. Но в противоположность поведению цепей из пузырьков в замкнутых капиллярах многочисленные боковые разветвления пор в естественных породах делают возможным непрерывное течение жидкой фазы даже при условии, когда фаза свободного газа заторможена. С другой стороны, возникающее в пласте течение при сохранении проницаемости для несмачивающей фазы испытывает большее сопротивление, чем однородная жидкость. Это видно из различных кривых «проницаемость — насыщение» на фиг. 62—64, где сумма отдельных относительных проницаемостей намного меньше 100%.

Как показывают кривые на фиг. 62, сумма проницаемостей для газа и жидкости в плотном песчанике падает до $^1/_5$ проницаемости для однородных жидкостей. При трех несмешивающихся фазах — газ, нефть и вода — сумма отдельных проницаемостей в рыхлых песках может упасть до 10% проницаемости для отдельных однородных фаз. Причина этого явления заключается в капиллярных силах на разделе фаз и по существу имеет ту же природу, что и силы в идеализированных экспериментах над эффектом Жамена. Необходимо отметить, что описание закона Дарси уравнением 4.1(1) является естественным обобщением систем многофазных потоков, «закона силы» для первоначального однородного течения, но его количественная справедливость не так хорошо установлена. Это значит, что функции $k_н$ $k_г$ и $k_в$ определяются лишь путем распределения насыщения, но не зависят от вязкости жидкости и градиента давления. Что касается первой, то из разбора основных экспериментальных данных о зависимости «проницаемость — насыщение» видно, что фактически во всех комбинациях многофазных жидкостей не было найдено значительного эффекта вязкости жидкости.

---

[1] Распределение насыщения внутри различных фаз, а также между ними является первичной переменной, контролирующей функции проницаемости. Однако существует мало доказательств, что только величина насыщения определяет собой распределение. Фактически дальнейшее исследование микроявлений многофазного течения может выявить динамический эффект гистерезиса и некоторую степень колебания фазовых распределений с развитием системы потока. Может оказаться, что надо определять многофазные проницаемости не только функциями величин насыщения, но и как функции прошлого развития системы в целом.

В отдельных экспериментах наблюдались некоторые колебания, но они либо были в пределах экспериментальных ошибок, либо не подчинялись единой корреляции с вязкостью. До тех пор, пока не будет установлена подобная зависимость, отделение вязкости от проницаемости в обобщенных уравнениях Дарси может рассматриваться доказанным. Зависимость проницаемостей от градиента давления менее определенна. Основная причина этого вывода лежит в малочисленности имеющихся данных, в результате сложной техники эксперимента. Опубликованные измерения с различными градиентами давления для смесей газ — жидкость не показали определенного колебания проницаемости, которое можно увязать с градиентом давления. Для смесей нефть — вода в одном эксперименте наблюдалось определенное изменение относительных проницаемостей с градиентом давления. Хотя реальность этого влияния несколько сомнительна, величина полученного изменения не велика. С практической точки зрения разумно принять как первое приближение закон Дарси до тех пор, пока не появятся противоположные доказательства.

Опубликованных данных о возможной зависимости равновесного насыщения и проницаемости от градиента давления не имеется. Но с физической точки зрения необходимо допустить, что такая зависимость должна появиться, по крайней мере, при очень высоких градиентах. Это заключение вытекает из физического смысла явлений равновесного насыщения, согласно параграфу 4.5. Если градиент давления достаточно высок, то отдельные пузырьки или шарики несмачивающей фазы вытесняются из пор, в которых они могут захватываться при низких градиентах. Равновесное насыщение свободным газом должно уменьшаться с повышением градиента давления. Однако из порядка величины соответствующих капиллярных сил (согласно параграфу 4.5) оказывается, что в естественных нефтеносных породах равновесные значения должны соответствовать определяемым лабораторно при умеренных градиентах, за исключением области в непосредственной близости к забою скважины. Пока не будет получено противоположное доказательство, равновесные насыщения и общие значения проницаемости считаются независимыми от градиента давления [1].

Из кривых «проницаемость — насыщение» видно, особенно для трех жидких фаз (параграф 4.4), что существует небольшой интервал насыщений жидкостями, где все три фазы имеют одновременно заметную проницаемость. Отсюда лишь в этом ограниченном интервале можно получить все три фазы одновременно при сравнимых расходах на единицу вязкости. Небольшие коле-

---

[1] Что касается влияния проскальзывания на относительную проницаемость для газа, то недавние исследования показывают, что если одно и то же среднее давление применяется для определения относительной проницаемости, а также абсолютной проницаемости по газу, не надо вносить поправки на среднее давление течения, чтобы получить значения проницаемости, достаточно точные для практических целей.

бания в распределении насыщения в этой области вызывают относительно большие изменения в составе извлекаемой жидкости. Так, например, при распределении насыщения — 40% воды, 30% нефти, 30% газа — относительные проницаемости примерно равняются 3%, 5% и 3% соответственно (фиг. 69—71). Увеличение водонасыщения до 45% и уменьшение газонасыщения до 25% повышают проницаемость для воды до 6% и понижают проницаемость для газа примерно до 1,5%, так что обе фазы теперь имеют соотношение 4 по сравнению с прежним 1. Но если водонасыщение уменьшается до 35%, а газонасыщение увеличивается до 35%, то новые относительные проницаемости равняются примерно 1,5% и 5% или в соотношении 0,3 по сравнению с 1. Если нефтенасыщение увеличивается до 35%, а газонасыщение снижается до 25%, их соответственные относительные проницаемости меняются примерно до 8% и 1% с соотношением 8 по сравнению с прежним 1,7. Это наблюдение относится непосредственно и к режиму естественных нефтеносных пластов.

4.7. Уравнения движения. Для формулировки конечных уравнений движения многофазных жидкостей в пористых средах необходимо объединить с «законом силы» [уравнение 4.1(1)] уравнения состояния и уравнения неразрывности жидких фаз. Предполагается, что зависимость между удельными объемами фаз и давлением (а также температурой, если ее принимать переменной) дана заранее независимо и ее вводят в уравнения, которые необходимо решить.

Уравнение неразрывности применяется к соответствующим уравнениям Дарси [4.1(1)] для отдельных фаз. Таким образом, легко получить все три уравнения:

$$\left.\begin{aligned}
&\nabla\left[\frac{S_{\text{н}}k_{\text{н}}}{\beta_{\text{н}}\mu_{\text{н}}}\nabla(p-\gamma_{\text{н}}gz)+\frac{S_{\text{в}}k_{\text{в}}}{\beta_{\text{в}}\mu_{\text{в}}}\nabla(p-\gamma_{\text{в}}gz)+\right.\\
&\left.+\frac{\gamma_{\text{г}}k_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}\nabla(p-\gamma_{\text{г}}gz)\right]=f\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{S_{\text{н}}\varrho_{\text{н}}}{\beta_{\text{н}}}+\frac{S_{\text{в}}\varrho_{\text{в}}}{\beta_{\text{в}}}+\gamma_{\text{г}}\varrho_{\text{г}}\right);\\
&\nabla\left[\frac{k_{\text{н}}}{\beta_{\text{н}}\mu_{\text{н}}}\nabla(p-\gamma_{\text{н}}gz)\right]=f\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varrho_{\text{н}}}{\beta_{\text{н}}}\right);\\
&\nabla\left[\frac{k_{\text{в}}}{\beta_{\text{в}}\mu_{\text{в}}}\nabla(p-\gamma_{\text{в}}gz)\right]=f\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varrho_{\text{в}}}{\beta_{\text{в}}}\right);\\
&\varrho_{\text{н}}+\varrho_{\text{в}}+\varrho_{\text{г}}=1,
\end{aligned}\right\}\qquad(1)$$

где индексы н, в, г относятся к нефтяной, водяной и газовой фазам; S — объем (в стандартных условиях) газа в растворе на единицу объема жидкой фазы, приведенной к обычным условиям; k — проницаемость; β — объемный коэффициент пластовой жидкости; μ — вязкость; γ — плотность фазы; p — давление; f — пористость; t — время; ϱ — фазовое насыщение, выраженное в долях порового пространства.

В этих уравнениях функции S, β, μ и γ рассматриваются как известные функции давления; k даются аналитически или в цифровом выражении как функции насыщений ϱ согласно зависимости «проницаемость — насыщение» для соответствующей пористой среды. Таким образом, основные зависимые переменные из уравнения (1) приведены к давлению p и насыщению тремя фазами ϱ. В принципе после установления физических границ и начальных условий, определяющих данную систему течения, этих четырех уравнений достаточно для полного определения p и ϱ как функции времени и пространства.

Уравнения (1) не включают изменения насыщения жидкостями, вызывающего наложение градиентов капиллярного давления на градиенты p. Фактически еще не было получено количественных оценок капиллярного давления в общих системах течения. Введение в уравнение (1) членов капиллярного давления, как это будет показано в параграфе 4.10, не оправдано для большей части динамических систем, имеющих практический интерес.

Уравнения (1) обладают гораздо большей общностью, чем это необходимо в большинстве случаев их применения. Например, в большей части нефтеносных пластов растворимостью газа в водной фазе $S_в$ можно пренебречь по сравнению с растворимостью в нефти $S_н$, если только не интересоваться точным поведением примыкающего к продуктивной зоне активного водоносного пласта. Кроме того, в пределах самой нефтеносной залежи и над переходными зонами вода — нефть $\varrho_в$ обычно представляет насыщение связанной водой, которая остается неподвижной [1] ($k_в = 0$), пока зона не затопится водами извне. Поэтому можно опустить для таких случаев второй член обеих сторон первого из уравнений (1) и все третье уравнение. Хотя сила тяжести нефти играет важную роль в нефтеотдаче, чрезвычайно трудно рассмотреть влияние ее с количественной стороны. Системы, контролируемые силой тяжести, основываются скорее на независимо сформулированных представлениях, чем на особом применении обобщенных уравнений (1).

Даже при таком упрощении уравнения (1) представляют высокую степень сложности и получение общих решений для них буквально невозможно. Уравнения в общем нелинейны как в отношении давления, так и в отношении насыщения. В дополнение к этому различные коэффициенты S, β, μ, $\gamma_г$ и k являются эмпирическими функциями давления или насыщения, но не простыми аналитическими выражениями.

Непосредственное аналитическое рассмотрение неустановившихся состояний на основе уравнения (1) не практично. До сих

[1] Часто наблюдаемый небольшой процент добычи воды в начале эксплуатации скважины даже в новых месторождениях может быть скорее обусловлен наличием тонких прослоев «влажных» песков, но не течением связанной воды нефтеносного пласта.

пор опубликована лишь одна попытка решить переходную систему, применяя уравнение (1), при помощи численного интегрирования простой линейной системы.

Поэтому вместо использования основных физических понятий, на которых основаны уравнения (1) для установления поведения нефтеносных пластов при помощи точных решений этих уравнений, необходимо создать методику приближенного их решения [1].

При установившемся состоянии течения можно формально интегрировать уравнения (1) для некоторых специальных случаев. Полученные решения показывают значительные различия между характеристиками течения систем многофазных и однофазных жидкостей.

4. 8. Капиллярные явления; давления капиллярные, вытеснения и сдвига. Так как нефтеносные пласты содержат более одной жидкой фазы, то поверхностные силы и давления на разделе фаз всегда оказывают влияние на статическое и динамическое состояние равновесия. Капиллярные явления связаны с кривизной поверхности менисков на разделе фаз. Причина известного практического интереса к капиллярным явлениям заключается в малых размерах пор нефтеносных пористых сред. Эти размеры в свою очередь обусловливают малые радиусы кривизны и большое количество кривых поверхностей в пористых средах.

Можно показать, что на поверхности раздела двух подвижных фаз существует разница в давлении, выраженная уравнением

$$\Delta p\ [дн/см^2] = \sigma \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right), \qquad (1)$$

где σ — натяжение на разделе двух фаз в *дн/см*; R_1 и R_2 — два главных радиуса кривизны поверхности в *см*. Знак Δp определяется алгебраическими знаками R_1 и R_2; давление больше на вогнутой стороне внутренней поверхности; Δp, определяемое уравнением (1), называется «капиллярным давлением».

Физическое значение уравнения (1) можно показать на примере определения высоты подъема жидкости в капиллярной трубке, частично погруженной в свободную жидкость. Полагая, что жидкость смачивает внутреннюю стенку капиллярной трубки и мениск имеет полусферическую форму так, что $R_1 = R_2 = r$ — радиус капилляра, получаем из уравнения (1), что давление на нижней стороне мениска меньше атмосферного на $2\sigma/r$, где σ — поверхностное натяжение жидкости. Эта недостача давления должна находиться в равновесии с гидроста-

---

[1] Представляется почти невозможным получение общих аналитических функциональных решений для уравнений (1), но усовершенствование больших счетных машин создает возможность численной трактовки отдельных проблем этого типа.

тическим давлением на уровне мениска. Обозначая высоту подъема жидкости h, плотность жидкости γ, атмосферное давление p_a, находим, что равновесие давления на нижней стороне мениска требует

$$p_a - \frac{2\sigma}{r} = p_a - \gamma g h, \tag{2}$$

где g — ускорение силы тяжести. Изменением в атмосферном давлении по высоте h можно пренебречь. Отсюда следует

$$h = \frac{2\sigma}{\gamma g r}. \tag{3}$$

Уравнение (3) является хорошо известным выражением для высоты подъема смачивающей жидкости в капиллярной трубке [1].

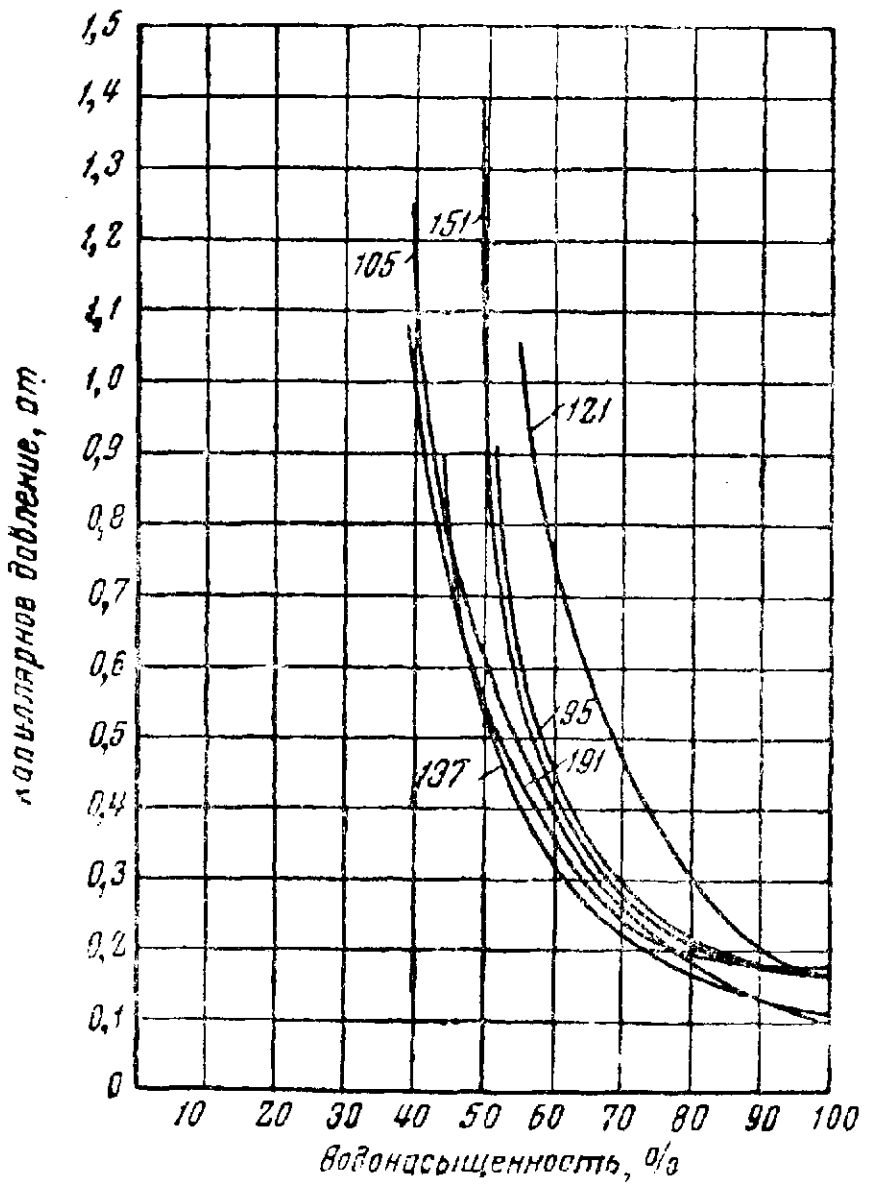
Уравнение (3) показывает, а уравнение (1) формулирует, что разрывы непрерывности давления на разделе двух фаз изменяются обратно пропорционально линейным размерам сосуда, заключающего жидкую систему. Если сосуд представлен капилляром, то порядок величины перепадов давления становится достаточно большим и приобретает значение при решении многих практических проблем. Отсюда различные значения уравнения (1) обычно рассматриваются под общим названием «капиллярных явлений».

В пористых средах радиусы кривизны поверхностей на разделе двух жидкостей имеют, очевидно, величину, сравнимую с радиусами зерен или пор среды. Тогда перепады давления у поверхностей раздела двух фаз в пористых средах должны меняться обратно пропорционально квадратному корню из проницаемости. Отсюда капиллярные явления должны играть более значительную роль при низкой проницаемости и в сцементированных породах.

Возникновение давления «вытеснения» легко объяснить, исходя из уравнения (1). Это давление определяется как минимум, необходимый для проталкивания несмачивающей жидкости в пористую среду, насыщенную смачивающей жидкостью. Так как поступление инородной жидкости связано, очевидно, с сильно разветвленными криволинейными поверхностями контакта с природной смачивающей жидкостью, то в каждой точке поверхности контакта будет существовать перепад давления по уравнению (1). При статическом равновесии уравнение (1) определяет точные свойства поверхности раздела двух фаз до момента прорыва инородной жидкости в поры с условием, чтобы сумма главных кривизн была всюду постоянной и равной $\Delta p/\sigma$. С повышением внешнего давления и Δp кривизны поверхностей раздела фаз увеличиваются, пока у одной из пор выступающая часть вытесняющей жидкости не проникнет через перемычку, ведущую в соседнюю пору. При этом давлении наблюдается, по крайней мере,

[1] Ясно, что уравнение (3) также выражает глубину менисковой впадины, когда жидкость не смачивает поверхности капиллярной трубки.

местное продвижение несмачивающей жидкости. Такое поступательное движение в пористую среду продолжается, если среда в основном обладает однородной микроструктурой. Этот начальный напорный перепад давления, или максимум, который может поддерживаться у насыщенной поверхности среды, не вызывая перемещения массы насыщающей жидкости, является давлением вытеснения.



Фиг. 74. Кривые капиллярного давления, полученные при помощи воды на образцах песчаника, проэкстрагированного в бензоле.

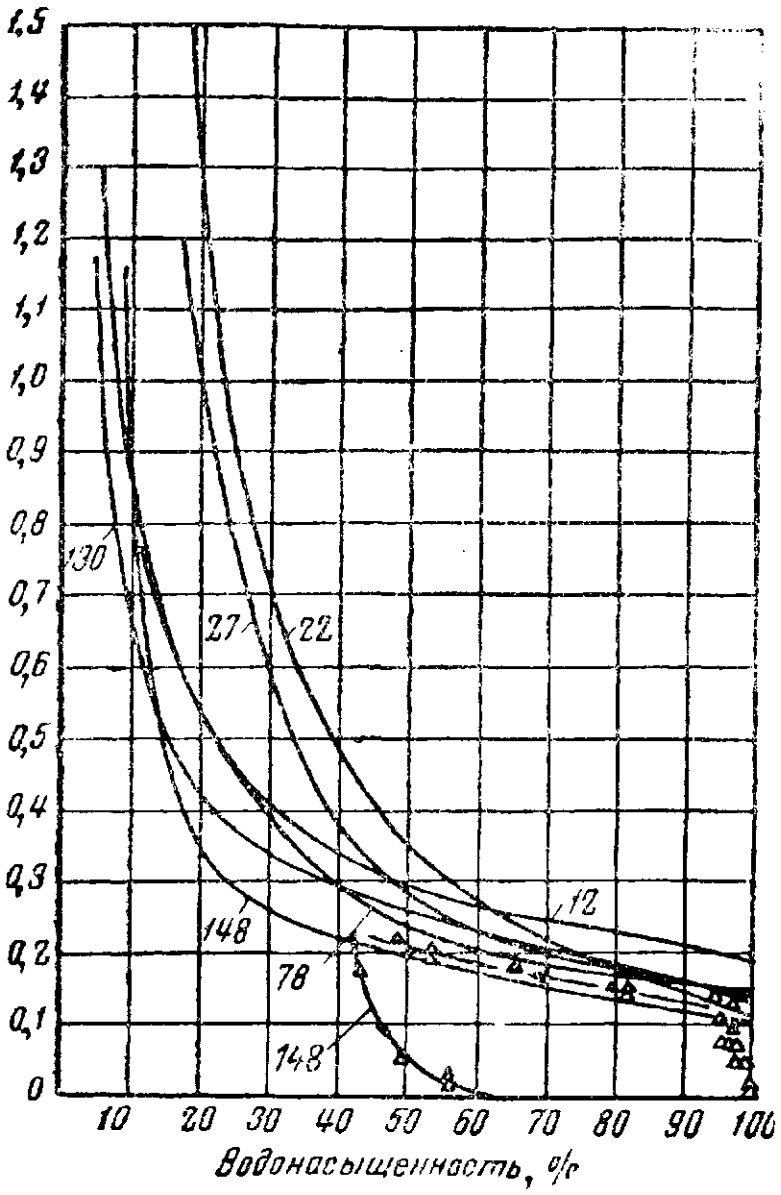
По мере того как приложенное давление выходит за пределы значения вытеснения, продвижение поверхности раздела ускоряется и возникают дополнительные прорывы в поры с меньшим эффективным радиусом.

Распределение эффективных размеров пор на поверхности пористого материала можно определить, если сообщить течению обратное направление, а затем наблюдать за последовательностью прорывов несмачивающей жидкости из пористой среды в окружающую смачивающую жидкость.

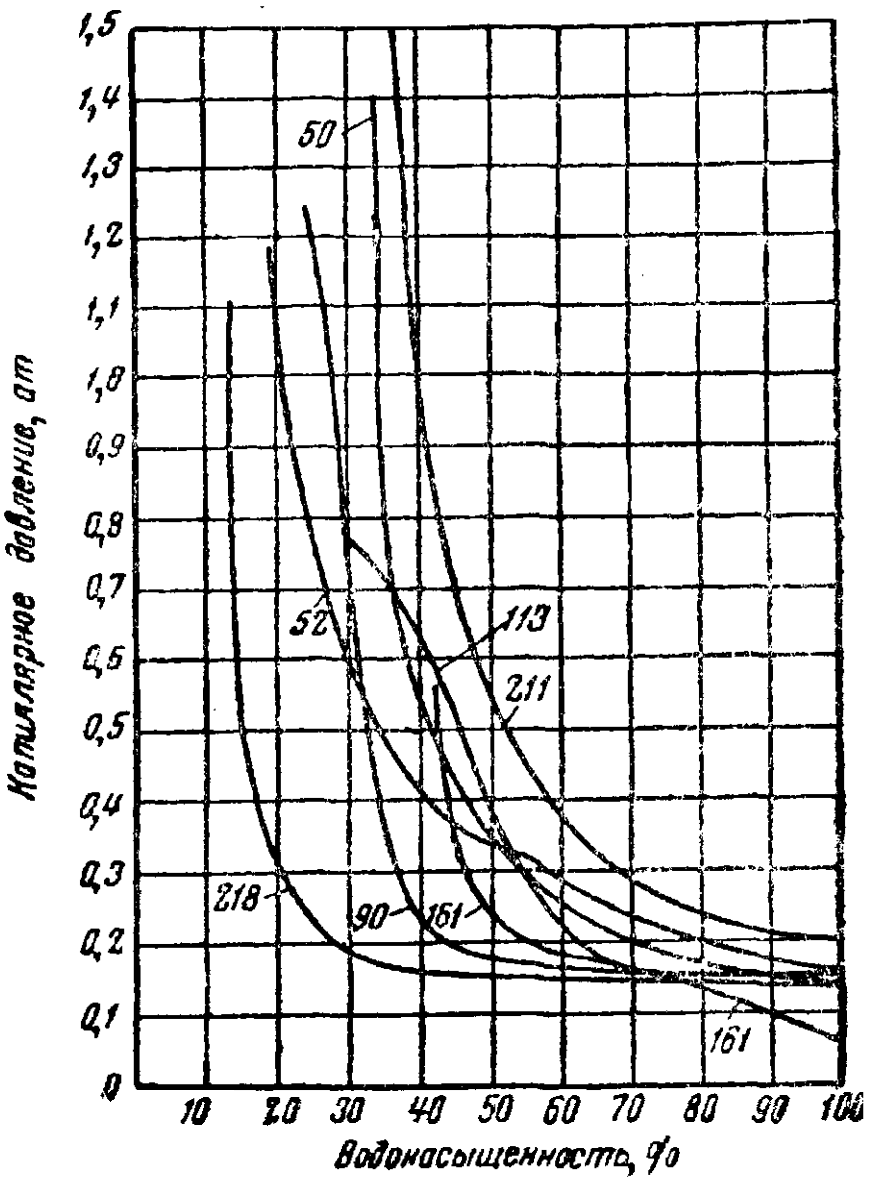
В частично насыщенной пористой среде кривизна внутренних поверхностей жидкости, которая определяет капиллярные давления [уравнение (1)], зависит, очевидно, от насыщений жидкостью. Как только превышено давление вытеснения и несмачивающая жидкость заполняет соединяющиеся между собой ходы по всей пористой среде, средняя кривизна поверхности на разделе фаз начинает увеличиваться со снижением насыщения смачивающей жидкости. Эта зависимость между кривизною поверхностей на разделе фаз и насыщением жидкостями составляет эмпирическое описание капиллярных свойств пористой среды.

Физическое значение капиллярных явлений в пористых средах и способы изучения их опытным путем были разработаны впервые в почвоведении. Был опубликован ряд исследований по теоретическому вычислению зависимости между капиллярными давлениями и насыщением жидкостями еще задолго до широкого признания приложимости этих явлений к нефтяным пластам. Лишь недавно стали применять эти исследования к нефтяным

пластам и в нефтедобыче. При помощи методов, описанных в главе 3, для определения связанной воды были проведены и опубликованы многочисленные измерения капиллярного давления в естественных нефтеносных песчаниках и известняках с насыщением смачивающей жидкостью. На фиг. 74—76 изображены группы кривых, полученных для различных образцов песчаника



Фиг. 75. Кривые капиллярного давления, полученные при помощи воды на образцах доломита, проэкстрагированного в бензоле.



Фиг. 76. Кривые капиллярного давления, полученные при помощи воды на образцах песчаника, проэкстрагированного в бензоле.

и кавернозного доломитизированного известняка. Цифры, связанные с различными кривыми, указывают на проницаемость образцов в миллидарси. Кривые на фиг. 74—76 обладают некоторыми общими свойствами; они показывают конечные значения капиллярного давления при 100% водонасыщении. Первоначальный подъем капиллярного давления с уменьшением водонасыщения обычно медленный. За пределами области спада насыщения капиллярное давление увеличивается и круто возрастает, приближаясь к вертикальной асимптоте.

Из фиг. 74—76 видно, что если поверхность раздела «вода — воздух» предполагается сферической ($R_1 = R_2$) в уравнении (1), то капиллярное давление в 0,1 *ат* соответствует радиусу кривизны в $1{,}4 \cdot 10^{-3}$ *см*, а 1 *ат* дает $1{,}4 \cdot 10^{-4}$ *см* для радиуса кривизны.

Изменение капиллярного давления или наклона кривых на фиг. 74—76 в области высокого насыщения жидкостью отражает распределение размеров пор внутри породы. Медленный подъем кривой (образцы в 90 и 218 миллидарси на фиг. 76) указывает, что бóльшая часть пор имеет в основном одинаковые эффективный радиус и геометрию, какие встречаются в чистых песках с хорошо подобранными и круглыми зернами. Довольно быстрый первоначальный рост [1] кривой капиллярного давления на фиг. 64 предполагает постепенное нарастание капиллярного давления в пределах широкого интервала размеров пор. Это можно ожидать для глинистых песков.

Пределы водонасыщения, по всей вероятности, асимптотические, к которым стремятся указанные кривые с ростом капиллярного давления, дают величину неснижаемого водонасыщения. Эти предельные значения рассматриваются как эквиваленты насыщения связанной водой, которые можно найти в образцах пород, взятых из чисто нефтяной зоны.

Капиллярные явления в пористой среде являются мало изученными. Имеющиеся исследования вскрывают ряд усложнений, затемняющих довольно простую картину, описанную выше. Прежде всего следует указать на явления гистерезиса. Форма и непрерывность кривых на фиг. 74—76 объясняются тем, что образцы пород исследовались по методу непрерывной отдачи жидкости. Такой процесс может иметь место при гравитационном дренировании длинного, насыщенного жидкостью столбика породы, установленного вертикально, причем его нижний конец соприкасается со свободной поверхностью жидкости. Для получения такого же результата на коротких кернах можно применить всасывание жидкости нижним концом образца, соприкасающимся с капиллярной мембраной, насыщенной жидкостью.

Процесс вытеснения жидкости можно ускорить, если подвергнуть образец воздействию центробежной силы. Применяя широко распространенный метод определения связанной воды капиллярным вытеснением, можно приложить давление к свободной поверхности образца, опирающегося на капиллярную мембрану, насыщенную жидкостью. При этом можно получить кривые вытеснения капиллярным давлением, которые в основном воспроизводимы и дают хорошо установленные зависимости между кривизной поверхностей на разделе фаз и насыщением.

Если вначале или при любом состоянии частичного насыщения содержание жидкости увеличивается в результате процесса

---

[1] Первоначальный отрезок кривой, соответствующий истощению, должен быть всегда строго горизонтальным, кроме случая, когда образец породы имеет каналы такой протяженности, что они вызывают нулевое равновесное газонасыщение. Если считать, что несмачивающая фаза входит и полностью заполняет поры с непрерывно уменьшающимися размерами при росте капиллярного давления, то зависимость, выражающая распределение размеров пор, пропорциональна обратной величине наклона кривых капиллярного давления.

пропитки, то кривая капиллярного давления обычно не воспроизводит кривой, полученной в процессе вытеснения. На фиг. 75 для образца с проницаемостью 148 миллидарси изображен отдельными треугольниками типичный отрезок кривой капиллярного давления, который начинается при насыщении 42% и заканчивается при 60%. Эти треугольники вместе с верхней кривой дренирования образуют петлю гистерезиса, создающую неясность в зависимости капиллярного давления от насыщения. Явление гистерезиса зависит от образца породы, исходной точки или процесса насыщения образца [1]. Насыщение породы от пропитки жидкостью при нулевом капиллярном давлении не является полным, поэтому нет необходимости в давлении вытеснения для получения процесса дренирования. Это свойство имеет большое значение для развития переходных зон со смешанной жидкостью в естественных нефтяных пластах.

Если несмачивающая и смачивающая фазы непрерывны, то множественные гистерезисные состояния насыщения для постоянных капиллярных давлений находятся в стойком равновесии каждое. Кроме того, имеются состояния метастабильного равновесия, где соответствующие капиллярное давление и насыщение жидкостью не дают систематической зависимости. Они соответствуют отдельным или прерывным концентрациям несмачивающей фазы в виде пузырьков или шариков, которые захвачены и неподвижны. Кривизна и общее насыщение жидкостями определяются величиной и геометрией отдельных пузырьков или шариков и не меняются в результате колебаний капиллярных давлений на разделе фаз; на них влияют лишь процессы растворения и диффузии.

Полностью насыщенная пористая среда не дает возможности внедрения несмачивающей фазы, пока не превышено давление вытеснения. Однако когда насыщение жидкостью падает ниже «равновесного насыщения», то несмачивающая или газовая фаза непрерывна и движется даже под бесконечно малым градиентом давления. При промежуточных насыщениях смачивающей фазы (между величиной равновесия и 100%) газовая фаза является прерывистой и проявляет стремление застрять в порах среды. Однако она все же подвергается вытеснению, если на отдельные пузырьки налагаются достаточные давления, чтобы протолкнуть их сквозь перемычки пор. Такие давления называются давлениями «сдвига», их максимумом является давление вытеснения при 100% насыщении жидкой фазой. Они уменьшаются с увеличением насыщения газом и исчезают у предела равновесных насыщений газом или жидкостью. Фактически этот предел может рассматриваться как насыщение, при котором давление сдвига

---

[1] Кривые вытеснения под капиллярным давлением также подчиняются гистерезису в зависимости от процесса насыщения и исходной точки, но они обычно определяются на кернах, полностью насыщенных смачивающей фазой, и потому являются уникальными и воспроизводимыми.

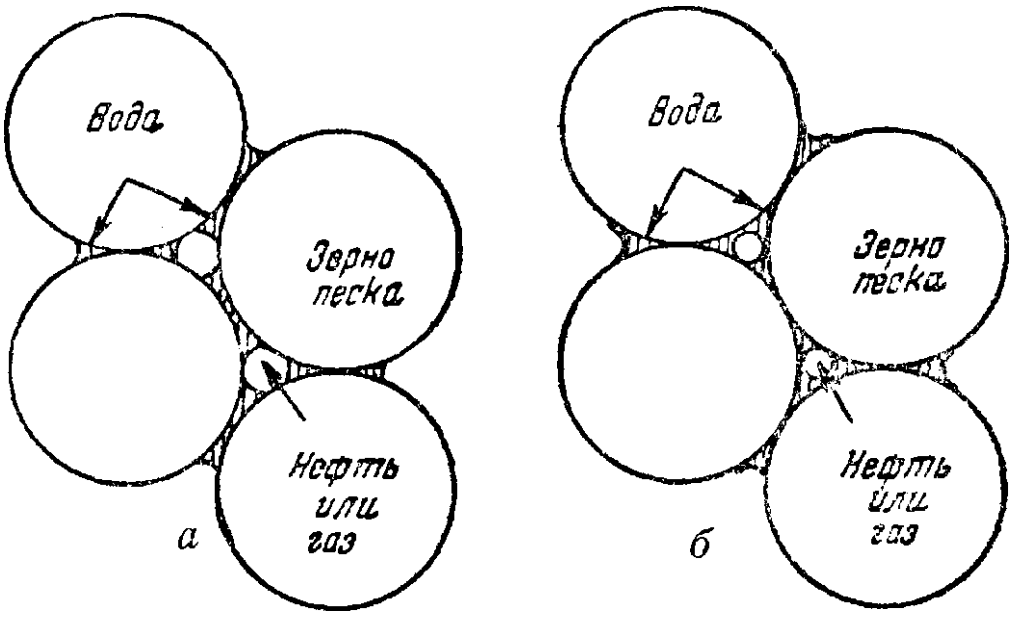
становится нулевым. Если распределение газовой фазы обусловлено непрерывным падением давления, связанным с механизмом «истощения» растворенного газа, то нулевое насыщение, соответствующее давлению сдвига, приводит к максимально возможному «равновесному» насыщению смачивающей фазой. Эта величина имеет большое значение при работе пласта на режиме «растворенного газа». Возможны меньшие метастабильные насыщения смачивающей фазой, при которых несмачивающая фаза находится в интервале гистерезиса и остается неподвижной благодаря ее беспорядочному прерывному распределению. Такое распределение жидкости происходит в процессе пропитки, например, когда нефть перемещается в зону сухого газа или частично дренированную нефтяную зону.

4.9. Распределение жидкостей и газа в недрах. Распределение жидкостей и газа в нефте- или газоносном пласте до начала его разработки связано с капиллярным давлением. Согласно общепринятой теории все нефте- и газоносные пласты были насыщены водой до поступления в них углеводородов. Подтверждением этой теории являются геологические доказательства и повсеместное присутствие в нефтяных и газовых продуктивных пластах связанной воды. Отдельные стороны динамических процессов вытеснения воды из пласта во время внедрения в него передвигающейся нефти все еще не ясны. Однако конечное равновесие распределение жидкостей определяет общую мощность нефтяной зоны и конечное положение водонефтяного контакта, что зависит от объема нефти, поступившей из нефтематеринской породы. Нефте и водонасыщенность, образующиеся в результате первоначального поступления нефти в коллектор, требуют некоторого перераспределения на более поздних стадиях накопления нефти, или когда процесс накопления уже завершен. Хотя движение жидкости и подвергается воздействию силы тяжести на протяжении всего процесса накопления, однако наиболее важную роль она играет в установлении конечного равновесного распределения.

Если бы влияние гравитационных сил было неограниченным, то вся вода, расположенная поверх ненарушенной зоны, насыщенной водой, стекла бы вниз к подошве подземного резервуара и образовала бы резкую горизонтальную плоскость разграничения с вышележащей нефтяной массой. Над нефтяным слоем поверх резко очерченной горизонтальной плоскости залегала бы фаза свободного газа, связанная с проникшей в коллектор нефтью. Такова была бы картина распределения жидкостей в нефтяных пластах в момент их вскрытия.

Однако благодаря капиллярным силам естественные нефтяные подземные резервуары не показывают описанного распределения жидкостей. Естественное разделение (сегрегация) жидкостей по удельным весам не является полным или резким. Отсутствие полного разделения жидкостей вызывается прекращением проницаемости для водной фазы задолго до того, как водо-

насыщение породы упадет до нуля. Это найдено экспериментально и рассматривается в параграфе 4.5. Дренирование всей массы воды, лежащей поверх водоносной зоны, прекратится до того, как наступит разделение жидкостей по удельным весам. Исчезновение проницаемости само является результатом действия капиллярных сил. При насыщениях, соответствующих исчезающей проницаемости, можно представить себе, что вода заключена в основном в отдельных кольцах, окружающих места соприкосновения зерен породы, причем их связь между собой сводится к пленкам толщиной в несколько молекулярных слоев.



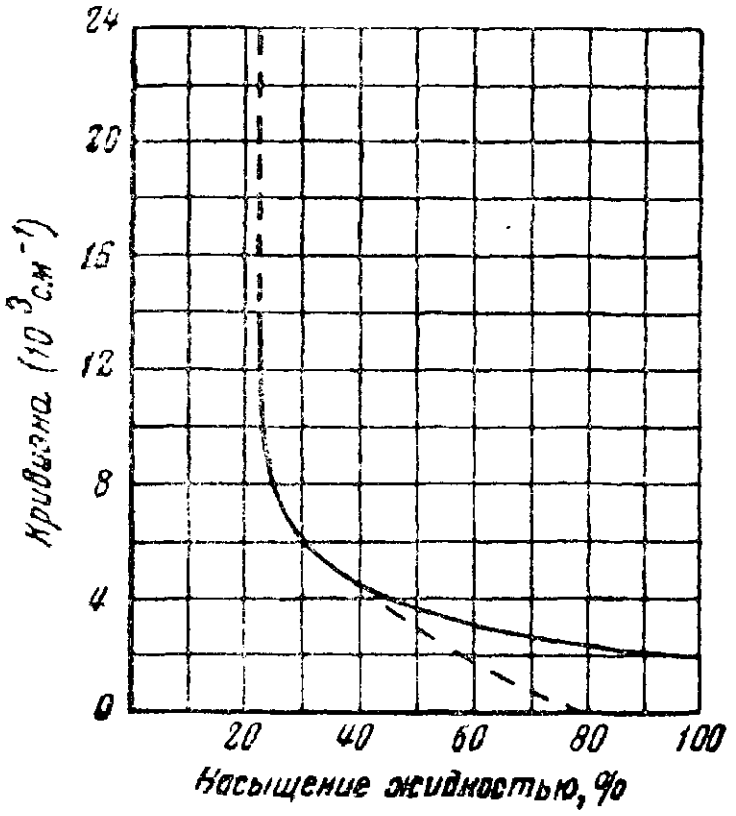
Фиг. 77. Схема идеализированного распределения смачивающей и несмачивающей фаз на контакте сферических зерен песка.

а — „подвешенный" тип; *б* — „шнурковый" тип.

Такое распределение воды называется «подвешенным» в отличие от «шнуркового», когда имеется непрерывная масса смачивающей фазы, покрывающая твердые поверхности (фиг. 77). Локализация жидкости на этих участках вытекает из термодинамического условия равновесия, а именно: общая поверхностная энергия свободных и внутренних поверхностей на разделе фаз должна быть минимальной для данного объема жидкости, связанного с отдельным скоплением зерен. Вследствие роста поверхностной энергии, вызванной нарушением и смещением этих «подвешенных» колец воды, они оказывают сопротивление перемещению жидкости даже помимо сил вязкостного трения. В результате возникает «неснижаемое водонасыщение», ниже которого сила тяжести не в состоянии осушить пористую среду при любом возвышении над водоносным слоем.

Это неснижаемое водонасыщение представляет предельный минимум содержания связанной воды. Условие равновесия дренирования воды в водяную зону устанавливается в результате баланса между средними компонентами сил капиллярного давления, направленных кверху, и силы тяжести, направленной книзу.

Несомненно, что равновесное распределение жидкостей в недрах до вскрытия в принципе должно определяться характером кривой зависимости капиллярного давления от насыщения, но количественно вычисление этого распределения еще не совсем ясно. В уравнения, которым удовлетворяют вычисления, необходимо ввести несколько допущений. Принимается, что зависимость кривизны поверхности раздела жидкостей от насыщения в данной пористой среде может быть представлена универсальной функцией или кривой независимо от природы жидкостей. Обозначим общее насыщение жидкостями, ограниченное поверхностью раздела, через ϱ, а кривизну через $C(\varrho)$. Тогда кривизна не зависит от процесса образования ϱ. Когда поверхность раздела образовалась путем дренирования, ее можно полагать аналогичной сплошной кривой на фиг. 78[1]; последняя представляет непосредственно измеренную кривую капиллярного давления, нанесенную на фиг. 74—76. При этом ординаты капиллярного давления разделены на поверхностное натяжение жидкости, использованной в эксперименте.



Фиг. 78. Кривая гипотетической зависимости „кривизна — насыщение" в пористой среде. Сплошная кривая соответствует дренированию. Пунктирный нижний отрезок кривой — пропитке.

Рассматривая графически распределение воды, нефти и газа в вертикальном отрезке пласта (фиг. 79), видим, что капиллярное равновесие в двух переходных зонах, поверх нефте- или водонасыщенных слоев, дано уравнением

$$p_b - \gamma_1 gh = p_b - \gamma_2 gh - \sigma_{12} C(\varrho), \qquad (1)$$

где p_b — давление в подошве переходной зоны; γ_1, γ_2 — плотности двух рассматриваемых фаз; σ_{12} — поверхностное натяжение на разделе двух фаз; ϱ — насыщение жидкостью, заключен-

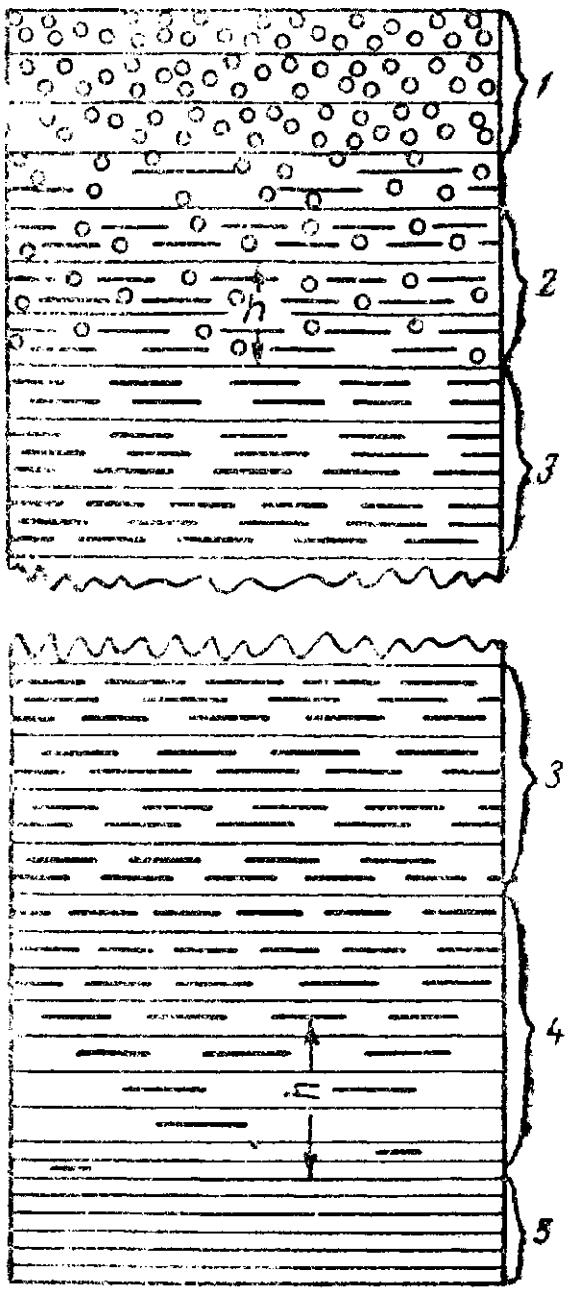
---

[1] Непрерывная кривая фиг. 78 была вычерчена без нулевого наклона при 100% насыщении и похожа на кривые, наиболее часто встречающиеся при лабораторных измерениях. Можно ожидать на этой кривой теоретический горизонтальный отрезок, идущий до равновесного насыщения смачивающей фазы, если только образец не имеет локализованных, но непрерывных ходов с большими радиусами пор, которые заключают небольшую часть общего порового объема образца. Начальный наклон кривой обозначал бы подвижность и равновесное давление в условиях, когда несмачивающая фаза рассеяна и прерывиста.

ной в пределах всего разреза; g — ускорение силы тяжести. Из уравнения (1) следует:

$$C(\varrho) = \frac{g(\gamma_1 - \gamma_2)\, h}{\sigma_{12}}. \qquad (2)$$

Прежде чем использовать уравнение (2), рекомендуется рассмотреть механизм процесса накопления нефти и последующего перераспределения жидкостей. Накопление нефти в подземном резервуаре в процессе миграции повлекло за собой частичное вытеснение воды. Остаточная вода [1] после первоначального процесса вытеснения, последовавшего за вторжением нефти, вероятно, обладала насыщением, значительно превышавшим величину нормального содержания связанной воды. Таким образом, верхний слой нефтяной зоны оказался с избытком воды. Во время последующего [2] геологического периода вода медленно просачивалась вниз, пока не установилось равновесие капиллярного давления и напора силы тяжести. Это равновесие, выраженное уравнением (2), определяется зависимостью кривизны от насыщения (сплошная кривая фиг. 78).



Фиг. 79. Идеализированная схема переходных зон на вертикальном участке нефтяного пласта с зоной свободного газа, сообщающейся с водяным зеркалом; h — высота над подошвой переходной зоны.

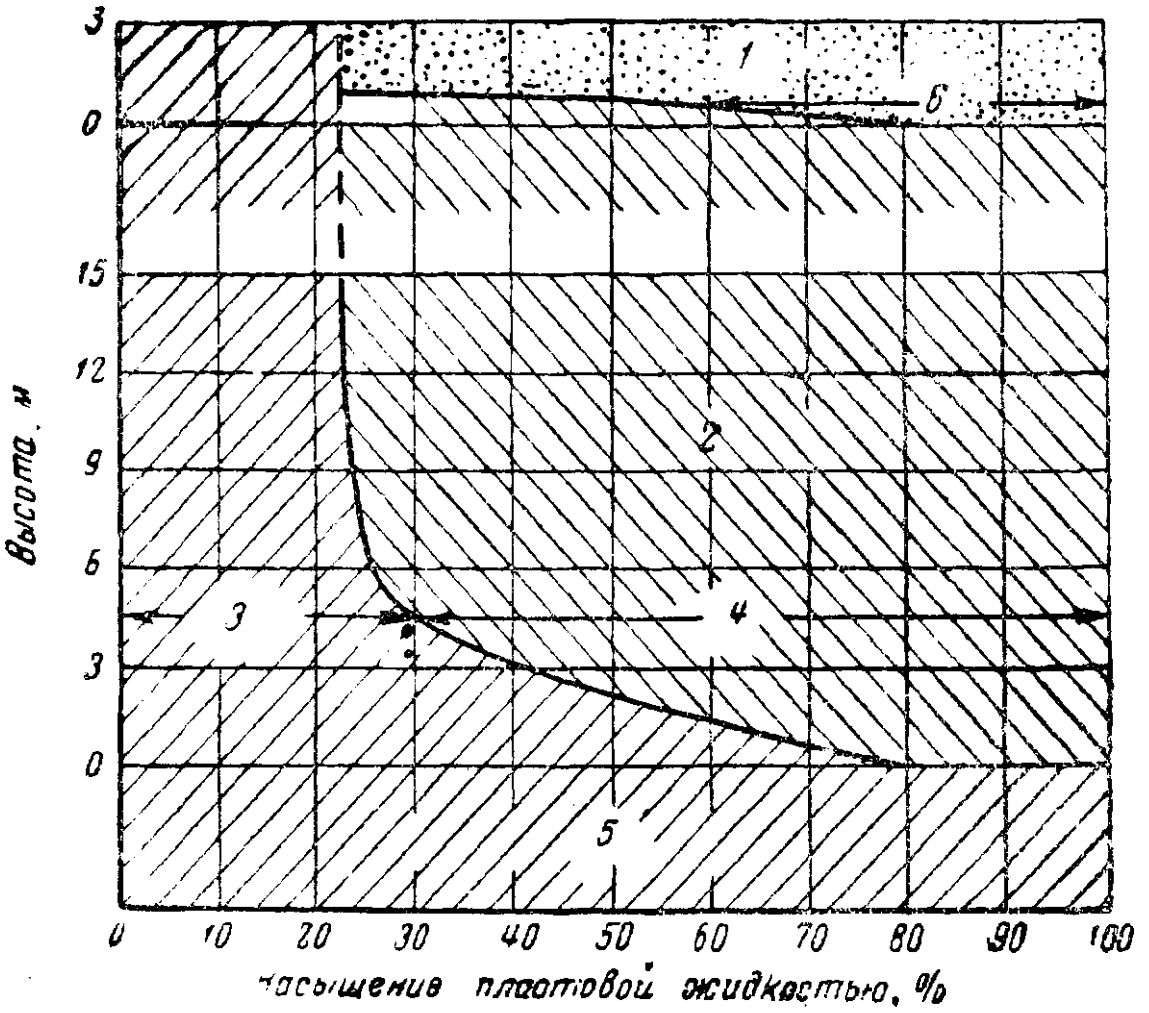
1 — газовая зона (со связанной водой); *2* — нефтегазовая переходная зона; *3* — нефтяная зона (со связанной водой); *4* — водонефтяная переходная зона; *5* — водяной пласт.

Замещение воды, которая просачивалась из верхнего слоя нефтяной зоны вниз, было связано, очевидно, с противотоком нефти, направленным вверх. В свою очередь это вызывало усиление водонасыщения нижних слоев продуктивного пласта. Таким образом, основная нефтеносная зона и верхние слои переходной зоны подвергались процессам дренирования и истощения смачивающей фазой, в нижней же части

[1] Если давление напора на нефть равно давлению вытеснения, можно ожидать, что насыщение водой уменьшается до равновесного значения. При этом отсутствует фаза пропитки, но подвижность нефти непрерывно возрастает по мере перемещения ее вверх по структуре, а градиент напора значительно превышает градиент давления вытеснения, исключая потери напора от трения. Отсюда водонасыщение после внедрения в пласт нефти должно быть меньше равновесной величины, хотя и превышает «несниженное» значение.

[2] Предполагается, что процесс накопления нефти в пласте происходит быстро по сравнению с процессом установления капиллярного и гравитационного равновесия. Но это не опровергает положения, что кривая пропитки контролирует нижнюю часть переходной зоны вода — нефть.

переходной зоны, нефть — вода, происходило вторичное насыщение, или «пропитка» смачивающей фазой. Отсюда, применяя уравнение (2) к области, расположенной непосредственно над чисто водяной зоной, получаем кривую пропитки с зависимостью кривизны от насыщения, подобно пунктирной кривой на фиг. 78. Как указывает нижний отрезок кривой для керна в 148 миллидарси на фиг. 75, кривые пропитки не обладают зависимостью давления вытеснения прерывного характера при 100% насыщении. Эти кривые показывают частичное насыщение даже при исчезающем капиллярном давлении.



Фиг. 80. Расчетное распределение насыщения в водонефтяной и нефтегазовой переходных зонах, исходя из зависимостей „кривизна — насыщение" на фиг. 78. Принимается: разность плотностей вода — нефть — 0,3 $г/см^3$, а разность плотностей нефть—газ — 0,5 $г/см^3$; поверхностные натяжения на границе вода—нефть и нефть—газ соответственно 30 и 20 *дин/см*.

1 — газовая зона; *2* — нефтяная зона; *3* — вода; *4* — нефть; *5* — водяной пласт; *6* — газ.

Насыщение нефтью в начале переходной зоны имеет конечную величину, характерную для процесса пропитки при капиллярном давлении. Переход от кривых пропитки к кривым истощения не имеет значения, так как в области умеренного и низкого насыщения смачивающей фазы обе кривые обычно сливаются. Для расчета величины переходной зоны при решении практических задач достаточно использовать кривую пропитки. Кривая пропитки весьма чувствительна к гистерезису, поэтому невозможно установить количественный характер этой кривой.

Прилагая кривую пропитки к уравнению (2), получаем граничную кривую фазы насыщения вода — нефть (фиг. 80), пола-

гая $\gamma_в - \gamma = 0{,}3$ *г/см*^{3}, а $\sigma_{12} = 30$ *дн/см*. В противоположность опубликованным ранее диаграммам переходной зоны, где подсчитанное или принятое нефтенасыщение возрастало непрерывно от нуля, видно, что на фиг. 80 оно возникает круто с нефтенасыщения 20% и соответствует отрезку кривой пропитки предполагаемой нулевой кривизны на фиг. 78. Однако до сих пор никем не опубликовано удовлетворительных количественных данных о переходной зоне воды и нефти в естественных условиях. О реальности кривых на фиг. 80 в настоящее время следует судить только на основании общих физических соображений.

Контакт газа и нефти при его возникновении должен быть аналогичен контакту воды и нефти. Нефть является фазой, не смачивающей породу, но ее следует рассматривать смачивающей фазой по сравнению с газом при высоком нефтенасыщении у газонефтяного контакта. Можно ожидать, что установление равновесия в этом случае вызовет противоположное течение газа и нефти, в результате чего возникает процесс пропитки для нефтяной фазы в нижней части переходного слоя газ — нефть, а также процесс дренирования или истощения нефти в нижней части зоны свободного газа. Характер кривой пропитки различен для трехфазной системы поглощения нефти водонасыщенной породой, содержащей фазу диспергированного газа, по сравнению с поглощением воды в той же среде, частично насыщенной нефтью. Но для демонстрационных целей можно принять обе ситуации аналогичными. Если разность плотностей нефти и газа составит 0,5 *г/см*^{3}, а поверхностное натяжение нефти на границе с газом 20 *дн/см*, то применение уравнения (2) с отмеченными изменениями постоянных дает распределение жидкостей в нижней части переходной зоны нефть — газ согласно фиг. 80.

Распределение жидкостей в верхней части переходной зоны газ — нефть требует дальнейшего обсуждения. Если принять, что основные зависимости кривизны от насыщения (фиг. 78) справедливы к общему насыщению жидкостями, то уравнение (2) формально дает снижение общего содержания жидкостей с увеличением высоты зоны, пока не будет достигнуто неснижаемое насыщение связанной водой. Вместе с тем это означает, что нефтенасыщение ее непрерывно падает до нуля, несмотря на потерю подвижности рассеянной нефтяной фазы и связанным с ним нарушением условия гидростатического равновесия, согласно уравнению (2).

При рассмотрении этой части проблемы можно принять, что в интервале низких насыщений жидкостей нефть и газ меняются ролями. Газ становится непрерывной смачивающей фазой, а нефть по отношению к нему ведет себя как несмачивающая фаза. Поэтому нефть может дать любое распределение газонасыщения, связанное с процессом пропитки. Первоначальный рост непрерывной нефтяной фазы в интервале переходной зоны определяется из уравнения (2), причем h — толща переходной зоны

от ее кровли — с аргументом функции кривизны, относящимся к сумме насыщений газовой фазой и водой. Разница в плотностях в этом случае снова относится к нефти и газу, а σ_{12} — к поверхностному натяжению нефти на границе с газом. Если принять ту же самую кривую пропитки, то распределение газа и нефти в верхней части переходной зоны явится симметричной инверсией распределения вблизи зоны нефтенасыщения. Промежуточная область зависит от перестановки ролей нефтяной и газовой фаз, как смачивающей фазы, а также от поверхностной геометрии на разделе двух фаз в промежуточном интервале насыщений. Эта область [1] в трехфазных системах имеет еще мало экспериментальных доказательств; поэтому кривая на фиг. 80 была высчитана при допущении полной симметрии в пределах 61% насыщения.

Величина начальных насыщений несмачивающей фазы на фиг. 78 и 80 взята преднамеренно большой, чтобы показать возможность таких распределений. Можно допустить, что в процессе пропитки будет вытеснена вся несмачивающая фаза, а переходные зоны показывают соответственно образование такой фазы при строго нулевом насыщении, что, однако, маловероятно. Первые слои переходных зон образовались в результате процессов абсорбции смачивающей фазы. Отсюда начальные насыщения несмачивающей фазы не должны обязательно возникать от нуля, но могут иметь любую первоначальную величину [2], определяемую кривой пропитки под капиллярным давлением. Необходимо признать, что любые прерывистые несмачивающие фазы, которые остаются в переходных зонах в процессе пропитки, являются термодинамически нестойкими. Растворение и диффузия стремятся к удалению таких включений диспергированных фаз. В окончательном равновесном состоянии существуют лишь непрерывные несмачивающие фазы.

Разрыв на фиг. 80 указывает, что абсолютная толща нефтяной зоны не зависит от капиллярных явлений. Она определяется общим содержанием нефти в пласте, а также средней геометрией и пористостью пласта. Распределение переходных зон надо считать наложенным и объединенным с основной частью области нефтенасыщения, где капиллярные явления в основном ограничены содержанием связанной воды. Если общее нефтесодержание мало, то переходные зоны могут охватывать значительную

---

[1] Изменение ролей газа и нефти по мере изменения насыщения ими песка, содержащего воду, видно из относительных проницаемостей на фиг. 70 и 71. Необходимо подчеркнуть, что допускавшаяся перестановка ролей газа и нефти как смачивающих фаз чисто условна и принята для того, чтобы избежать непрерывного уменьшения нефтенасыщения у верхнего слоя переходной зоны газ — нефть.

[2] Равновесные насыщения несмачивающей фазой в начале переходных зон могут простираться вниз в зону водо- или нефтенасыщения при условии, что вторичное распределение жидкостей и течение нефти или газа, направленное кверху, создадут усадку средней толщи нефтяных или газовых зон.

часть продуктивной зоны, а в отдельных случаях даже заполнить всю «нефтяную зону».

Площадь, насыщенная водой, на фиг. 80 резко ограничена приведением к асимптотическому пределу внутри нефтяной зоны. Это находится в согласии с кривыми зависимости кривизны от насыщения на фиг. 78. Из-за экспериментальных погрешностей кривые измеренного капиллярного давления (фиг. 74—76) не устанавливают возможности снижения непрерывного насыщения смачивающей фазой до асимптотического предела или даже нуля при условии бесконечного повышения капиллярного давления или же развития «неснижаемого» водонасыщения при конечном значении капиллярного давления. Сложная геометрия поверхностей, занятых смачивающей фазой, с приближением к области «подвешенной» воды затрудняет подробное описание и установление развития насыщения смачивающей фазой в подвешенном состоянии. Насыщение водой в подвешенном состоянии возникает в результате резких нарушений «шнуркового» распределения смачивающей фазы, когда превышено критическое капиллярное давление. Это учтено в кривых на фиг. 78. При высотах, соответствующих большим капиллярным давлениям, гидростатическое равновесие в смачивающей фазе не наступает. Именно поэтому не было заранее сделано оговорки о равновесии давления между газовой фазой в переходной зоне нефть — газ, или в зоне свободного газа, и ее водной фазой.

Многое в приведенном анализе является предположительным. Однако имеется мало причин к сомнению, что величина толщи переходных зон, определяемая таким путем, является по существу правильной. Из уравнения (2) ясно, что высота переходной зоны нефть — газ меньше высоты переходной зоны нефть — вода. Разница в плотностях между нефтью и газом выше, чем между водой и нефтью, а поверхностное натяжение для нефти на границе с газом ниже, чем поверхностное натяжение на разделе воды и нефти. Однако нельзя считать, что численные значения, приведенные на фиг. 80, полностью применимы к естественным пластам. Независимо от различной величины коэффициентов в уравнении (2) для комбинаций пластовой жидкости, отличающихся от представленных в настоящем примере, основная функция кривизны насыщения меняется с породой коллектора, как это видно из фиг. 74—76.

Нижняя предельная величина насыщения смачивающей фазой, указанная кривыми капиллярного давления, должна представлять естественное содержание связанной воды на заметной высоте от водонасыщенной зоны [1]. С практической точки зрения

[1] Отметим еще никем не объясненные различия, которые наблюдались между «неснижаемым» насыщением или насыщением связанной водой, полученным при вытесняющей среде — воздухе, и водонасыщением, когда для вытеснения воды применялась нефть. Необходимо учесть, что на величину неснижаемого водонасыщения могут влиять явления гистерезиса и про-

несущественно, рассматривать ли водонасыщение имеющим асимптотический предел или как неснижаемое насыщение, возникшее в результате перехода от шнуркового к подвешенному распределению воды. Благодаря изменению проницаемости в естественных нефтяных пластах нельзя ожидать постоянного или монотонно изменяющегося насыщения связанной водой. За исключением области, непосредственно расположенной над водонасыщенной зоной, значения водонасыщенности отражают скорее местную капиллярную структуру породы, чем ее местоположение над разделом воды и нефти.

4.10. Динамический эффект капиллярных явлений. В предыдущих разделах капиллярные явления рассматривались с точки зрения статики в условиях равновесия, но они играют известную роль и в динамическом отношении.

Одной из основных динамических сторон капиллярных эффектов является то, что действительные давления в различных подвижных фазах на одном и том же расстоянии вдоль линий тока не одинаковы. Другими словами, давления, связанные с отдельными фазами, не являются тождественными переменными Так, при рассмотрении справедливости закона Дарси для газовой и нефтяной фаз многофазной системы необходимо обобщить уравнение 4.1(1), приведя его к следующему виду:

$$\left.\begin{aligned} \bar{v}_{\text{н}} &= -\frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}}\nabla(p_{\text{н}} - \gamma_{\text{н}} g z), \\ \bar{v}_{\text{г}} &= -\frac{k_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}\nabla(p_{\text{г}} - \gamma_{\text{г}} g z), \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

где $p_{\text{н}}$ и $p_{\text{г}}$ относятся к нефтяной и газовой фазам, но предполагаются заранее не тождественными[1]. Можно предположить далее, что прерывность[2] статического давления на разделе двух фаз как функция кривизны поверхности их раздела возникает в динамических условиях так, что

$$p_{\text{г}} - p_{\text{н}} = p_{\text{к}}, \qquad (2)$$

цессы, его вызывающие. «Неснижаемость» насыщения связанной водой поверх переходных зон в естественных пластах проявляется видимой неподвижностью воды в процессе эксплуатации скважин. Эксперименты по определению относительной проницаемости показывают, что в динамических условиях обычно прекращается значительная подвижность смачивающей фазы при насыщении выше предела, достигаемого при истощении породы от капиллярного давления. Керны, которые были отобраны при растворе на нефтяной основе, поверх переходной зоны показывают более высокое содержание воды, чем в условиях эксперимента с капиллярным давлением. В предыдущих разделах использовались данные статического типа капиллярного давления только из-за отсутствия данных об естественных пластовых процессах.

[1] Подобное уравнение применимо и к подвижной водной фазе.

[2] Это предположение не проверено и может страдать большими погрешностями.

или, приводя к среднему давлению $\bar{p}$, имеем

$$p_г = \bar{p} + \frac{p_к}{2}; \quad p_н = \bar{p} - \frac{p_к}{2}, \tag{3}$$

где $p_к$ — капиллярное давление. Тогда уравнение (1) примет более симметричный вид:

$$\left.\begin{aligned} v_н &= -\frac{k_н}{\mu_н}\left(\nabla\bar{p} - \frac{1}{2}\nabla p_к - g\nabla\gamma_н z\right); \\ v_г &= -\frac{k_г}{\mu_г}\left(\nabla\bar{p} + \frac{1}{2}\nabla p_к - g\nabla\gamma_г z\right). \end{aligned}\right\} \tag{4}$$

Таким образом, если капиллярное давление меняется вдоль линий тока, вид закона Дарси модифицируется. Изменения в однородной среде возникают в результате соответствующих изменений в распределении насыщения. Величина последнего определяет динамическое влияние капиллярного давления. Оценку порядка величины градиентов капиллярного давления по сравнению с градиентами среднего давления можно вывести из соотношения

$$\frac{\nabla p_к}{\nabla\bar{p}} \sim \frac{dp_к}{d\varrho}\,\frac{d\varrho}{d\bar{p}}, \tag{5}$$

где ϱ — общее насыщение жидкостями. Члену $d\varrho/d\bar{p}$ может почти соответствовать член, характеризующий нормальный процесс истощения газовой энергии. Верхний предел полученного значения — порядка 0,3% на 1 *ат*.

Из кривых фактической зависимости «насыщение — распределение» при установившемся течении смеси газа и жидкости получаются величины того же порядка, за исключением области в непосредственной близости от забоя скважины. Как видно из фиг. 74—76, $dp_к/d\varrho$ не имеет постоянного значения. В интервале насыщений жидкой фазой в естественных продуктивных пластах, работающих за счет энергии растворенного газа, величина 10^{-2} *ат* на 1% обычно представляет верхний предел для поверхностей раздела воды и газа, а для поверхностей раздела нефти и газа она в 2—3 раза меньше. Верхний предел для вышеприведенного соотношения оказался бы величиной порядка 10^{-3}. Поэтому практически не имеет смысла вводить эффект капиллярного давления в закон Дарси из уравнения (4) как поправку к градиенту среднего давления.

Относительную величину членов с капиллярным давлением и плотностью можно оценить из соотношения

$$\frac{\nabla p_к}{g\nabla\gamma z} \sim \frac{(dp_к/d\varrho)\,(d\varrho/dz)}{g\nabla\gamma}, \tag{6}$$ [1]

[1] Правая часть уравнения (6) показывает, что сила тяжести имеет скорее значение $g\Delta\gamma$, пренебрегая разницей плотностей отдельных жидкостей, чем формальное равенство между $\nabla\gamma z$ и $\nabla\gamma$.

где z — вертикальная координата, а $\nabla\gamma$ — разница в плотностях жидкостей. Правая часть уравнения (6) составляет величину порядка $20 d\varrho/dz$ *см* на 1%. Вне переходных зон и в однородной среде между слоями жидкости различных плотностей $d\varrho/dz$ вряд ли превышает 0,01% на 1 *см*, поэтому капиллярные давления малы по сравнению с градиентами плотности. В пределах переходных зон газ — нефть $d\varrho/dz$ может иметь величину порядка единицы и тогда капиллярное давление значительно превысит член, определяющий плотность. Отсюда при изучении динамических процессов в переходных зонах, где градиенты давления по существу малы, необходимо принять во внимание капиллярное давление и эффект силы тяжести. Однако в силу исключительной аналитической сложности решения проблем многофазного течения, где оба эти эффекта не учитываются, в настоящей работе эти члены не рассматриваются.

В неоднородных средах или на плоскостях соприкосновения между слоями или областями различной проницаемости насыщение жидкостями может быстро или даже резко меняться. Все же благодаря непрерывности давления в коллекторе капиллярные давления будут непрерывны по отношению к заключенным в пласте непрерывным фазам.

Когда пористая среда свободно обрывается, например, в случае обнаженной поверхности забоя скважины, влияние капиллярных сил на распределение жидкостей достигает максимума. Такие завышенные насыщения жидкостями известны под названием «концевых эффектов». Они приобретают особое значение при экспериментах над многофазным течением на коротких образцах пород. Концевой эффект стремится сконцентрировать избыточное насыщение смачивающей фазой вблизи поверхностей стока, когда главным компонентом течения является несмачивающая фаза [1], а также снизить видимую проницаемость для последней. В нефтеносных пластах концевые эффекты имеют малое значение [2], за исключением случаев, когда пластовое давление в основном исчерпано, и в дальнейшем они не рассматриваются.

Капиллярные явления в неоднородных пластах связаны также с разной скоростью движения жидкости в примыкающих слоях различной проницаемости. Независимо от капиллярных явлений можно ожидать, что скорости поступления жидкости извне, например воды в отдельные участки слоистого пласта, будут пропорциональны их эффективной проницаемости. Если в пласте проницаемость сильно меняется, то внедрение краевой воды сопровождается образованием водяных языков. Считают, что если

---

[1] Низкая проницаемость для газа, измеренная на коротких колонках рыхлого песчаника и приведенная на фиг. 63 *у* 65, по всей вероятности, обязана таким концевым эффектам.

[2] Концевые эффекты стремятся понизить величину газового фактора в пластах с режимом «растворенного газа». Однако количественную оценку этого снижения получить невозможно, если только не ввести многих упрощающих допущений.

скорость отбора жидкости из пласта ограничить с тем, чтобы задержать общую скорость внедрения краевой воды, то перемещение ее станет равномерным и образование языков сократится. Это неравномерное продвижение воды, никем не объясненное, в основном[1] приписывали капиллярным силам, и их практическое значение принималось за очевидное.

В принципе силы капиллярного давления выравнивают скорость вытеснения нефти между плотными и проницаемыми участками продуктивной зоны.

Если принять непрерывность и тождественность давления в водной фазе[2] затопленной части высокопроницаемого слоя и в прилежащем и сообщающемся с ним плотном слое, еще свободном от наступающей краевой воды, то давление нефтяной фазы в последнем превышает давление, существующее в нефтяной зоне проницаемого слоя. Возникающий перепад давления продвигал бы нефть из плотного в проницаемый слой и ускорял бы поступление воды в первый. Этот механизм вытеснения вызывает обмен нефтью и водой в сообщающихся между собой пористых средах различной проницаемости, которые имели первоначально одинаковое распределение жидкостей. При благоприятной геометрии порового пространства капиллярные давления вызывают перемещение воды из проницаемой породы в плотную, а нефти — в противоположном направлении.

Практическое значение этого эффекта находится под сомнением. Любое перемещение жидкости из пласта в пласт зависит от проницаемости по вертикали, часто очень малой по сравнению с проницаемостью, параллельной плоскостям напластования. Если нефть проникает в занятые водой слои с высокой проницаемостью, она будет перемещаться в них при высоких водонефтяных факторах. Если зависимость «проницаемость — вязкость» в породе, занятой водой, выше, чем в незанятой, то распределение давления так изменяется в процессе интрузии воды, что тормозит течение по вертикали в слои меньшей проницаемости. Если скорости отбора из неоднородного пласта с водяным напором ограничены, то время для вертикального капиллярного перемещения между плотным и проницаемым слоями удлинится и его общая величина возрастет; это соответствовало бы более нормальному продвижению краевой воды.

Большие поверхности контакта вдоль напластования способствуют ускорению течения по вертикали, но они зависят от сте-

---

[1] Другим фактором, который обычно уменьшает языкообразование при малых скоростях отбора, является напор силы тяжести между водой и нефтью (или нефтью и газом в случае расширения газовой шапки). Однако величина последнего мала в условиях, когда средняя скорость внедрения краевой воды достаточно высока, чтобы контролировать режим пласта.

[2] Если принять равенство давлений для нефтяной фазы, то в водной фазе возникает противоположный перепад давления. Возникающее перемещение по вертикали и стремление выравнять вытеснение нефти из плотных и проницаемых слоев по существу представлены теми же явлениями.

пени внедрения языков воды. Кроме того, общий перепад давления в вертикальной плоскости огр ничен нормальной прерывностью капиллярного давления в более плотных слоях, между тем как перепад давления, создающий движение краевой воды, составляет в пластах с гидравлическим напором величину порядка нескольких десятков атмосфер. В условиях строгого ограничения текущих дебитов капиллярные явления могут иметь некоторое влияние на дифференциальные скорости вторжения воды. Однако весьма сомнительно, чтобы вообще можно было экономически выгодно эксплуатировать скважины при таких низких скоростях отбора, какие получаются от капиллярного течения по вертикали.

Таким образом, капиллярные силы являются второстепенным фактором в динамике нефтедобычи, если только исключить их непосредственное влияние на определение основных характеристик течения многофазной жидкости, выраженных зависимостью «проницаемость — насыщение». Они могут влиять на роль силы тяжести, особенно в переходных зонах. Они имеют также значение для тех случаев, где градиенты давления низки или градиенты насыщения высоки. Однако существует мало доказательств, что капиллярные явления имеют практическое значение в действительных рабочих условиях для общего пластового режима и нефтедобычи.

4.11. Заключение. В естественных условиях нефтеносные породы помимо нефти содержат повсюду воду и газ. Поэтому для использования величины проницаемости в практических условиях необходимо в проницаемость, измеренную для однофазной жидкости, внести изменения и поправки. Если нефтяной газ находится в пласте в растворенном состоянии и остается в нем на протяжении всего процесса перемещения нефти к эксплуатационной скважине, единственным результатом его работы является снижение вязкости нефти. Если же давление в коллекторе падает ниже давления насыщения и свободный газ выделяется в пористой среде, то сопротивление течению нефти возрастает, а эффективная проницаемость для нефти уменьшается. Содержание в нефтеносных породах связанной воды также снижает проницаемость для нефтяной и газовой фаз. Пока другие фазы неподвижны, можно считать течение нефти потоком однородной жидкости при уменьшенном численном значении коэффициента проницаемости благодаря присутствию других фаз. Когда же присутствующие фазы подвижны, необходимо обобщить основное понятие, а также численное значение проницаемости.

В частности, проявление каждой жидкой фазы нужно связывать с ее проницаемостью, как если бы отдельные фазы перемещались в параллельных каналах. Численные значения проницаемости для отдельных фаз определяются распределением объема насыщения породы жидкостью между всеми фазами. Тогда проницаемость коллектора уже не будет постоянной вели-

чиной, но явится отдельной функцией для каждой фазы местного фазового распределения внутри пористой среды. Пористую среду с ее зернистой структурой, которая динамически характеризуется проницаемостью для однородной жидкости, и переносящую многофазную жидкость, можно рассматривать обладающей местной структурой, определяемой распределением насыщения несколькими жидкими фазами, которые в свою очередь определяют местные проницаемости для отдельных фаз. В основу этого обобщенного понятия приняты опытные измерения проницаемостей, подсчитанных из уравнения Дарси [4.1(1)], для отдельных фаз как функций насыщения жидкостями. Последние даются в виде частей или процентов от порового пространства, занятого отдельными фазами.

Соответственно этому проницаемости, выраженные частью или процентом от проницаемости для однородной жидкости, называются «относительными проницаемостями». Экспериментальные данные об изменении проницаемости с насыщением жидкостями (зависимость «проницаемость — насыщение») показывают с качественной стороны несколько основных характеристик, независимо от детального строения многофазной системы или породы (фиг. 61—73). Относительная проницаемость для смачивающей фазы быстро снижается от 100%, когда ее насыщение падает ниже 100%. При насыщении смачивающей фазой в 75—85% относительная проницаемость достигает 50% в чистых песках и почти исчезает при насыщении 25—35%. Несмачивающая фаза или фазы обычно показывают нулевую или незначительную проницаемость до тех пор, пока ее насыщение не достигнет 5—15%. Затем проницаемость быстро возрастает при дальнейшем увеличении насыщения и часто достигает 100% при насыщении порядка 80—90%. Сумма проницаемостей для отдельных фаз составляет меньше 100%, за исключением случаев 100% насыщения породы отдельной фазой. Для двухфазных систем сумма проницаемостей может упасть до 33% (фиг. 61), а для трехфазных — до 10% значения проницаемости по однородной жидкости для рыхлых песков (фиг. 69—71).

Общие свойства наблюдаются независимо от того, является ли смачивающей фазой нефть, а несмачивающей газ, или смачивающая фаза представлена водой, а несмачивающая нефтью. Эти явле́ния можно объяснить естественным распределением несмешивающихся фаз в пористой среде. Ввиду того, что несмачивающая фаза стремится занять большие поры и центральные части порового пространства, достаточно присутствия в нем небольшого количества этой фазы, чтобы отрезать наиболее проводящую часть среды и вызвать резкое снижение проницаемости для смачивающей фазы. Когда несмачивающая фаза занимает 65—75% пор, пространство, остающееся для течения смачивающей фазы, состоит в значительной мере из мелких пор и узких промежутков между зернами, которые оказывают сильное сопротивление течению и обладают незначительной проницаемостью;

Распределение смачивающей фазы при этом не мешает течению несмачивающей фазы, для которой создалась высокая проницаемость, несмотря на заметное содержание смачивающей фазы в среде. Когда же насыщение несмачивающей фазой снижено так, что она распределяется в среде отдельными пузырьками или шариками внутри отдельных пор или небольших скоплений соседних пор, несмачивающая фаза может полностью потерять свою подвижность.

Подвижность восстанавливается, если напорные градиенты давления превысят эквивалентные капиллярные силы на разделе двух фаз, необходимые для проталкивания отдельных пузырьков или шариков сквозь поровые перемычки.

Все кривые зависимости «проницаемость — насыщение» имеют общую характеристику, вытекающую из общих свойств смачивания исследуемой фазы. Количественно эта зависимость меняется в широких пределах с морфологией пористой среды. Полученные кривые зависят от характера протекающих жидкостей (фиг. 73). Однако для чистых несцементированных песков и синтетических пористых сред независимо от типа использованных жидкостей количественные выводы обычно постоянны при условии, что принято среднее значение смачиваемости (фиг. 69 и 72). Для практических целей необходимо брать кривые, полученные на естественных образцах исследуемых пород и жидкостей, если хотят получить результаты, обладающие количественным значением.

Несмачивающая фаза сохраняет неподвижность, пока она распределена отдельными микропузырьками или шариками в порах среды. Но в динамической системе, где эта фаза непрерывно создается (газ, выделяющийся из раствора), ее насыщение возрастает и вызывает подвижность несмачивающей фазы. В результате, пока происходит накопление несмачивающей фазы и ее насыщение не достигает минимального значения для подвижности, равновесных условий в системе получить нельзя. Предельные условия, при которых могут поддерживаться равновесные условия, определяются равновесным насыщением и проницаемостью (для смачивающей фазы).

Соотношения проницаемостей для нескольких фаз при постоянных насыщениях, исправленные на их вязкость, дают динамические соотношения этих фаз. Если при рассмотрении газонефтяной системы прибавить к последней газ, находящийся в растворе, получим значение местного газового фактора в зависимости от насыщения газом или нефтью. По характеру отдельных кривых «проницаемость — насыщение» можно легко заметить, что величина газового фактора определяет для насыщенной нефти выше равновесной точки только соотношение раствора и быстро возрастает, когда насыщение нефтью спадает ниже предельного равновесного значения. Из этого простого наблюдения непосредственно вытекает оценка конечной нефтеот-

дачи из нефтяных подземных резервуаров при режиме растворенного в нефти газа.

До появления обобщенного понятия проницаемости и зависимости «проницаемость — насыщение» течение смеси газ — жидкость через пористую среду обычно описывалось проявлением эффекта Жамена. Последний обозначал общее сопротивление отдельных газовых пузырьков движению нефти сквозь узкие перемычки и поровые проходы между зернами песка. Эти сопротивления играют основную роль при определении зависимостей «проницаемость — насыщение» для пористых сред, но раньше они не были количественно сформулированы. Их объясняли ошибочно. Предполагали, что в пластах с «капиллярным» режимом (режимом «растворенного газа») за пределами расстояния от скважины, при котором общая величина перепада давления равняется линейно наложенным статическим сопротивлениям пузырьков в отдельных порах, разветвляющихся радиально от скважины до этого расстояния, не существует течения газа или нефти. Эта предельная область течения была ограничена так называемым «радиусом дренирования». Обобщенное понятие проницаемости и выражение его посредством зависимости «проницаемость — насыщение», сохраняя справедливость принципа эффекта Жамена, дают возможность избежать ошибок крайне идеализированной экстраполяции, приводящей к теории радиуса дренирования.

Расчет проницаемости инверсией уравнения Дарси не подтверждает справедливости последней. Такое доказательство требует, чтобы подсчитанные проницаемости не зависели от вязкости жидкости или градиента давления. Экспериментальные данные, взятые в широком диапазоне вязкости жидкой фазы, показывают, что в пределах экспериментальных погрешностей не наблюдается систематического изменения проницаемости с вязкостью. Что же касается влияния градиента давления, то исследования по течению смесей нефть — вода показали, что проницаемости по крайней мере для несмачивающей фазы выше при высоких градиентах давления. Изучение этой проблемы на смесях газ — жидкость не показало изменений проницаемости в пределах изученных градиентов давления и погрешностей опыта. Согласно физическим соображениям значения равновесных проницаемости и насыщения должны зависеть в известной степени от градиента давления, но оказывается, что в первом приближении этим эффектом можно пренебречь.

Если принять справедливость обобщенного «закона силы» Дарси, легко получить уравнения движения, использовав уравнения неразрывности для каждой фазы. В результате получим три основных дифференциальных уравнения для давления и фазовых насыщений с коэффициентами, зависящими от этих параметров [уравнение 4.7 (1)]. Последние содержат в себе растворимость газа в нефти и воде, пластовую усадку нефти и воды, плотность газа, вязкость каждой фазы в зависимости от

давления и проницаемость для каждой из трех фаз, которые нужно рассматривать как известные функции фазовых насыщений. В уравнения входит пористость среды. Проницаемость для однородной жидкости дана зависимостью «проницаемость — насыщение», выраженной через относительные проницаемости. В принципе эти уравнения, решаемые в соответственных граничных и начальных условиях, описывают динамическое поведение систем всех типов неоднородной жидкости.

Для практических целей и при рассмотрении специфических условий можно упростить общие виды уравнений. Можно пренебречь растворимостью газа в водной фазе внутри нефтяного пласта по сравнению с его растворимостью в нефти. Кроме того, пока в нефтяную залежь не поступает вода извне, можно рассматривать связанную воду как неподвижную внутри отдельных нефтеносных слоев. Таким образом, исключается дифференциальное уравнение для насыщения водой. Величина плотности имеет обычно второстепенное значение, если только градиенты давления не сравнимы с дифференциальными градиентами плотности. Даже со всеми этими упрощениями основные уравнения получаются настолько сложными, что фактически их еще не применяли, за исключением разбора некоторых специальных стационарных систем. По существу эта проблема математическая и серьезное изучение ее едва начато. Однако разработаны приближенные трактовки известных классов систем, встречающихся на практике, где основные понятия течения многофазной жидкости сохраняются в формулировках, которые описывают общий режим нефтеносных пластов.

Весь микрокомплекс физических взаимодействий, на которых основаны динамика многофазной жидкости и зависимость «проницаемость — насыщение», отражает динамическое равновесие между силами вязкости и поверхностными явлениями на разделе двух фаз. Однако до сих пор капиллярные явления рассматриваются как второстепенные, облегчающие общее понимание взаимодействия фаз жидкости.

Простейшим мерилом капиллярных сил является «капиллярное давление», которое представляет разницу давления по обеим сторонам поверхности раздела двух фаз. Оно выражено произведением поверхностного натяжения на разделе двух фаз и суммы обратных величин главных радиусов кривизны поверхностей раздела фаз [уравнение 4.8 (1)]. Эта сумма называется «кривизной» поверхности и является основным геометрическим свойством поверхности раздела. Ввиду того, что радиусы кривизны поверхностей на разделе двух фаз в пористой среде имеют малые размеры кривизны, связанные с ними капиллярные явления приобретают относительно большее значение в пористых материалах, чем в свободных сосудах.

Изменение капиллярного давления или кривизны мениска с насыщением жидкостью представляет комплексное эмпирическое выражение микроскопической структуры и капиллярных

сил, которые могут возникнуть в пористой среде. Когда насыщение образца непрерывно падает от 100% в результате вытеснения или отсоса, истощение не возникает до тех пор, пока не превышено определенное давление, порядка 0,1 *ат*. Истощение вначале идет быстро с увеличением капиллярного давления, а затем непрерывно уменьшается, и, наконец, наступает не снижаемый далее предел насыщения образца, если даже капиллярное давление возрастает до нескольких атмосфер (фиг. 74—76).

Давление, необходимое для создания процесса истощения и первоначального входа в насыщенный образец несмачивающей вытесняющей фазы (нефтяной или газовой), называется **«давлением вытеснения»**. Неснижаемый нижний предел истощения соответствует насыщению связанной водой образца, взятого из нефтяной или газовой части пласта поверх переходной зоны, прилегающей к водонасыщенному слою, при применении для исследования водонасыщенности метода капиллярного давления.

Кривая капиллярного давления, полученная посредством непрерывного дренирования или истощения насыщенного образца породы, дает воспроизводимую характеристику. Если же нагнетать смачивающую фазу в сухой или частично насыщенный образец, получается иная кривая. Циклический процесс вытеснения и пропитки создает петлю гистерезиса (фиг. 75). Кривая пропитки не является по существу однозначной, а зависит от начальной точки процесса пропитки и предварительного процесса насыщения. Важной особенностью этих кривых является, что полное насыщение образца не достигается даже при исчезающем капиллярном давлении. Таким образом, эти кривые не дают давления вытеснения. Однако насыщение несмачивающей фазой при промежуточных значениях между 100% и величиной, оставшейся после процесса пропитки, дающее обычно рассеянное и прерывное распределение фазы, обеспечивает ее подвижность, если применить конечное давление. Последнюю называют «давлениями сдвига»; они возрастают от нуля при максимальном насыщении для пропитки до давления вытеснения при 100% насыщении. Максимальное насыщение при пропитке, для которого исчезает давление сдвига, соответствует «равновесному насыщению», определяемому из кривой «проницаемость — насыщение»; это — насыщение, при котором впервые возникает подвижность несмачивающей фазы.

Переходные зоны между водоносными и нефтеносными слоями пласта, а также между нефтяной зоной и налегающими шапками свободного газа определяются гидростатическим равновесием между напорами, возникающими вследствие разности удельных весов, и капиллярными давлениями [уравнение 4,9 (1)]. Если известна зависимость «кривизна — насыщение» для породы, можно формально высчитать распределение насыщений по высоте внутри переходной зоны [уравнение 4.9 (2)]. Конечное равновесное насыщение жидкостью в продуктивном слое получается в результате направленного вниз дренирования избыточной

воды, оставшейся в процессе накопления нефти; насыщение же нижнего слоя переходной зоны, вероятно, возникает в силу механизма пропитки смачивающей фазой. Используя кривую пропитки для расчета распределения насыщений жидкостями, автоматически избегают ряда трудностей, которые могли бы возникнуть, если бы для указанной цели была применена кривая дренирования. Отсюда насыщение нефтью должно начинаться не от нуля, а скорее от величины, соответствующей отрезку нулевого капиллярного давления на кривой пропитки (фиг. 80). Подобное положение создается для переходной зоны нефть — газ, где начальное насыщение газом характеризуется отрезком конечной величины на кривой пропитки. Переходная зона вода — нефть переходит в нефтяной зоне в типовое распределение жидкостей, состоящее из связанной воды и нефти, самые же верхние слои переходной зоны нефть — газ могут сохранять насыщение остаточной нефтью, оставшееся после процесса пропитки, а также часть связанной воды.

Суммарная толща переходных зон пропорциональна поверхностному натяжению на разделе двух соответствующих фаз и обратно пропорциональна разнице их плотностей. Поэтому переходная зона газ — нефть обычно уже в несколько раз переходной зоны нефть — вода. Если общее содержание нефти в продуктивном пласте ограничено и если кривая капиллярного давления постепенно возрастает до асимптотического насыщения связанной водой, как это имеет место для глинистых песков (фиг. 74), то переходная зона нефть — вода может фактически охватить всю нефтеносную область.

Роль капиллярных явлений в динамике нефтеотдачи, помимо их непосредственного влияния на характер зависимости «проницаемость — насыщение», еще окончательно не установлена. Если допустить наличие разрывов капиллярного давления на разделе двух фаз применительно к непрерывно меняющимся и перемещающимся поверхностям раздела в динамических условиях, то давления в отдельных фазах должны быть различны. Тогда необходимо обобщить уравнения Дарси так, чтобы различать эти давления [уравнение 4.10 (1)]. Введенное изменение можно выразить членом, пропорциональным градиенту капиллярного давления, прибавленным или отнятым из градиента среднего фазового давления. Оценка величины этого поправочного члена показывает, что в однородных средах он обычно составляет менее 1% первичного градиента давления, что для большинства промысловых проблем не представляет большого значения. В переходных зонах жидкости он может получить значение или превысить значение плотности и поэтому может заметно влиять на динамику жидкостей в переходных зонах.

В неоднородных средах или на контакте между пористыми материалами с различной микроструктурой изменения в насыщении жидкостями, связанные с различными характеристиками капиллярного давления, усиливаются. Эти изменения особенно

велики на обнаженной поверхности породы в стволе скважины; они вызывают явление концевого эффекта, который мешает экспериментам над многофазным течением в колонках ограниченной длины. Однако эти местные нарушения насыщения жидкостями не влияют серьезно на общий режим нефтеносных месторождений по крайней мере до тех пор, пока пластовое давление не упало очень сильно.

Капиллярные силы возможно влияют на пластовый режим и нефтеотдачу. Такая обстановка возникает в результате вторжения краевой воды в месторождениях с гидравлическим напором. Благодаря косвенному процессу перемещения нефти по вертикали из слоев с низкой проницаемостью в прилегающие слои с высокой проницаемостью и противотока воды капиллярные силы стремятся выравнять возникающее внедрение воды в зонах различной проницаемости. Но в условиях промысловой эксплуатации процессы этого типа, видимо, не играют значительной роли для нефтеотдачи.

ГЛАВА 5

СИСТЕМЫ С УСТАНОВИВШИМСЯ ТЕЧЕНИЕМ НЕОДНОРОДНЫХ ЖИДКОСТЕЙ. КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ

С физической точки зрения установившееся течение неоднородной жидкости в продуктивных пластах фактически никогда не встречается. По существу механизм нефтеотдачи представляет собой непрерывное изменение объемных содержаний в дренируемой области. Извлеченная нефть замещается по необходимости газом или водой [1]. По мере отбора нефти среднее насыщение ею разрабатываемого пласта постепенно уменьшается, за исключением того случая, когда нефтеотдача происходит в результате расширения пластовой жидкости. В то же время возрастает насыщение пласта вытесняющей фазой, газом или водой, или обоими агентами вместе. Теоретическое рассмотрение установившегося состояния систем многофазной жидкости представляет известное значение по следующим причинам.

Как уже было указано, строгий анализ систем, меняющихся во времени, при помощи уравнения 4.7 (1) фактически невозможен из-за сложности решения нелинейных уравнений. Это обстоятельство не дает возможности принять установившийся аналог данной переходной системы в практический ее эквивалент. Вместо количественного решения задач о переходном этапе установившиеся аналоги дают ключ к качественному истолкованию и пониманию поведения соответствующих, меняющихся со временем систем. Они дают физическую картину явлений, связанных с течением неоднородной жидкости, при помощи которой можно представить себе их основные характеристики, даже когда условия меняются со временем.

Во многих случаях установившиеся прототипы представляют собой физически разумные приближения к соответствующим неустановившимся системам, встречающимся на практике.

---

[1] В сильно недонасыщенных газом пластах начальная нефтеотдача в значительной мере компенсируется за счет упругого расширения остаточной жидкости. Однако это явление связано с непрерывным падением давления в пласте и изменением в массе пластовой нефти.

Скорости происходящих изменений в продуктивных пластах, рассмотренные в целом, часто так малы, что можно приближенно приравнять изменяющиеся условия к непрерывной последовательности установившихся состояний. Разумеется, резкие колебания уровня в скважине, следующие за искусственным изменением скорости отбора нефти, не могут рассматриваться с таким приближением. Однако динамические условия у забоя скважины, когда текущий дебит или давление фонтанирования могут меняться лишь в результате изменений, происшедших в пласте в целом, должны быть для известного практического применения представлены последовательностью установившихся состояний.

5.1. Линейные системы. Линейные системы не имеют непосредственного практического аналога в разрабатываемых пластах, но они иллюстрируют природу многофазного течения в его наиболее простом виде. Для этого случая уравнение 4.7 (1) (в установившихся условиях) приводится к

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{S_{\text{н}}k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}\frac{\partial p}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{S_{\text{в}}k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}\beta_{\text{в}}}\frac{\partial p}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{\gamma_{\text{г}}k_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}\frac{\partial p}{\partial x}\right)=0;\\ &\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}\frac{\partial p}{\partial x}\right)=0;\quad \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}\beta_{\text{в}}}\frac{\partial p}{\partial x}\right)=0, \end{aligned}\right\} \tag{1}$$

где S — растворимость газа; k — фазовая проницаемость; μ — вязкость: β — коэффициент пластового объема жидкости; $\gamma_{\text{г}}$ — плотность газа; p — давление, а индексы н, в, г обозначают фазы нефти, воды и газа.

Первые интегралы этих уравнений, очевидно, будут

$$\left.\begin{aligned} &\left(\frac{S_{\text{н}}k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}+\frac{S_{\text{в}}k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}\beta_{\text{в}}}+\frac{\gamma_{\text{г}}k_{\text{г}}}{\mu_{\text{г}}}\right)\frac{\partial p}{\partial x}=\text{const}=Q_{\text{г}};\\ &\frac{k_{\text{н}}}{\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}\frac{\partial p}{\partial x}=\text{const}=Q_{\text{н}};\quad \frac{k_{\text{в}}}{\mu_{\text{в}}\beta_{\text{в}}}\frac{\partial p}{\partial x}=\text{const}=Q_{\text{в}}, \end{aligned}\right\} \tag{2}$$

где $Q_{\text{г}}$, $Q_{\text{н}}$, $Q_{\text{в}}$ — дебиты газа, нефти и воды, соответственно измеренные при атмосферных или стандартных условиях. Из этого следует, что

$$\left.\begin{aligned} R&=\frac{Q_{\text{г}}}{Q_{\text{н}}}=S_{\text{н}}+\frac{S_{\text{в}}k_{\text{г}}\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}{k_{\text{н}}\mu_{\text{в}}\beta_{\text{в}}}+\frac{\gamma_{\text{г}}k_{\text{г}}\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}{k_{\text{н}}\mu_{\text{г}}};\\ R_{\text{в}}&=\frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{н}}}=\frac{k_{\text{в}}\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}{k_{\text{н}}\mu_{\text{в}}\beta_{\text{в}}}, \end{aligned}\right\} \tag{3}$$

где R — газовый фактор, а $R_в$ — водонефтяной фактор; R может быть также выражен как

$$\left.\begin{aligned} R &= S_н + S_в R_в + \alpha(p)\,\psi(\varrho), \\ \text{где}\quad \alpha(p) &= \frac{\gamma_г \mu_н \beta_н}{\mu_г}; \qquad \psi(\varrho) = \frac{k_г}{k_н}; \end{aligned}\right\} \tag{4}^1$$

аргумент ϱ показывает распределение насыщения жидкости в породе.

Для получения распределения давления можно интегрировать любое из уравнений (2). В частности, распределение давления может быть формально выражено как

$$\frac{x}{L} = \frac{\int\limits_{p_c}^{p} (k_н/\mu_н\beta_н)\,dp}{\int\limits_{p_c}^{p_e} (k_н/\mu_н\beta_н)\,dp}, \tag{5}$$

где L — длина системы, а p_c и p_e — конечные давления. Зависимость между дебитом, L и p_c, p_e

$$Q_н = \frac{1}{L}\int\limits_{p_c}^{p_e} \frac{k_н}{\mu_н\beta_н}\,dp. \tag{6}$$

Подобные выражения легко построить из уравнения (2) для газовой и водной фаз. Уравнения (5) и (6), очевидно, нельзя проинтегрировать непосредственно, так как подинтегральные выражения включают функции давления и насыщения жидкостями. Чтобы провести интегрирование, необходимо к ним прибавить зависимость между этими переменными, которая дана уравнениями соотношения жидкостей (3) или (4). Так как в установившихся состояниях факторы R и $R_в$ являются постоянными, то уравнение (4) позволяет подсчитать $\psi(\varrho)$, а отсюда $k_г/k_н$ как функции давления. Аналогично, второе из уравнений (3) описывает $k_в/k_н$ как функцию от p. На основании обоих выводов и зависимости «проницаемость — насыщение» для пористой среды можно определить фазовое распределение жидкостей, а отсюда в конечном счете значение $k_н$, которое используется в уравнениях (5) и (6).

---

[1] Справедливость уравнений (3) и (4) и выводы из них зависят от принятого допущения, что можно пренебречь капиллярным давлением, а именно: при записи уравнений (1) и (2) не было сделано различия между градиентами давления в отдельных фазах.

Из полученных уравнений могут быть сделаны некоторые заключения. Так, если переписать второе из уравнений (2) в виде

$$\frac{dp}{dx} = \frac{\mu_н \beta_н Q_н}{k_н},$$

становится ясным, что по направлению к поверхности стока градиент давления возрастает благодаря увеличению вязкости с уменьшением давления, что вообще наблюдается для нефтей, насыщенных газом. Можно ожидать также уменьшения проницаемости $k_н$ с приближением к области низкого давления, что приводит к еще большему подъему градиента давления. Эти явления более чем компенсируют уменьшение $\beta_н$ с падением давления. Заметим, что в линейных системах однородной жидкости градиент давления однороден по всему течению.

Если водная фаза подвижна, то подобные же соображения показывают, что проницаемость для воды должна падать по пути течения быстрее, чем для нефти. Однако $\psi(\varrho)$ согласно уравнению (4) больше в областях низкого давления. Это означает рост насыщения газовой фазой с приближением к поверхности стока. Дебиты различных фаз обратно пропорциональны длине проходимого пути [уравнение (6)], но они не прямо пропорциональны общему перепаду давления. Их абсолютные значения для данных спадов давления зависят от взаимосвязей R и $R_в$.

5.2. Радиальное течение; неподвижная водная фаза[1]. Аналитическое решение уравнения 4.7 (1) для установившегося радиального течения многофазных жидкостей тождественно решению для линейного течения, за исключением некоторых изменений геометрических параметров. Уравнения 5.1 (3) и (4) для дебитов применимы также и здесь. Чтобы получить распределение давления, необходимо заменить x/L в уравнении 5.1 (5) через $(\lg r/r_c)/(\lg r_e/r_c)$. Тогда

$$\frac{\lg r/r_c}{\lg r_e/r_c} = \frac{\int_{p_c}^{p} (k_н/\mu_н\beta_н)\, dp}{\int_{p_c}^{p_e} (k_н/\mu_н\beta_н)\, dp}, \qquad (1)$$

где r_e, r_c — граничные радиусы, при которых давления p_e и p_c.

[1] Принятая неподвижность водной фазы означает, что насыщение водой так мало, что проницаемость для воды строго нулевая, или ее насыщение возрастает с приближением к поверхности стока для поддержания гидростатических давлений в водной фазе в равновесии с убывающими давлениями в нефти и газе в силу разрывов капиллярного давления на разделе фаз. Чтобы подчеркнуть многофазный характер газового и нефтяного потока, предполагается, что в исследуемой системе возникает первое условие.

По аналогии с уравнением 5.1 (6) дебит нефти выражен

$$Q_{\text{н}} = \frac{2\pi kh}{\lg r_e/r_c} \int_{p_c}^{p_e} \frac{k_{\text{н}}/k}{\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}\, dp, \qquad (2)$$

где h — толща продуктивного слоя, а k — проницаемость для однофазной жидкости.

Общие соображения об изменении градиентов давления и фазового насыщения, рассмотренные для линейного течения, применимы и к радиальным системам.

Так, уравнение (2) показывает, что дебит в данном случае меняется не линейно с общим падением давления $p_e - p_c$, хотя формально уравнение (2) можно выразить принятым видом для радиального течения:

$$Q = \frac{2\pi kh\,(p_e - p_c)}{\lg r_e/r_c} \left(\frac{k_{\text{н}}/k}{\mu_{\text{н}}\beta_{\text{н}}}\right)_{\text{ср}}. \qquad (3)$$

Допустим, что насыщение связанной водой повсюду 20% и для воды сохраняется нулевая проницаемость. Отсюда водонефтяной фактор $R_{\text{в}} = 0$, и величина газового фактора R дается [уравнение 5.1 (4)]

$$R = S_{\text{н}} + \alpha(p)\,\psi(\varrho). \qquad (4)$$

Для физических свойств пластовых жидкостей предложены данные, изображенные графически на фиг. 81; растворимость при максимальном давлении 170 *ата* берется равной 96,0 $м^3/м^3$. Чтобы облегчить применение уравнения (4), на фиг. 81 также нанесена комплексная функция $\alpha(p)$ [уравнение 5. 1 (4)].

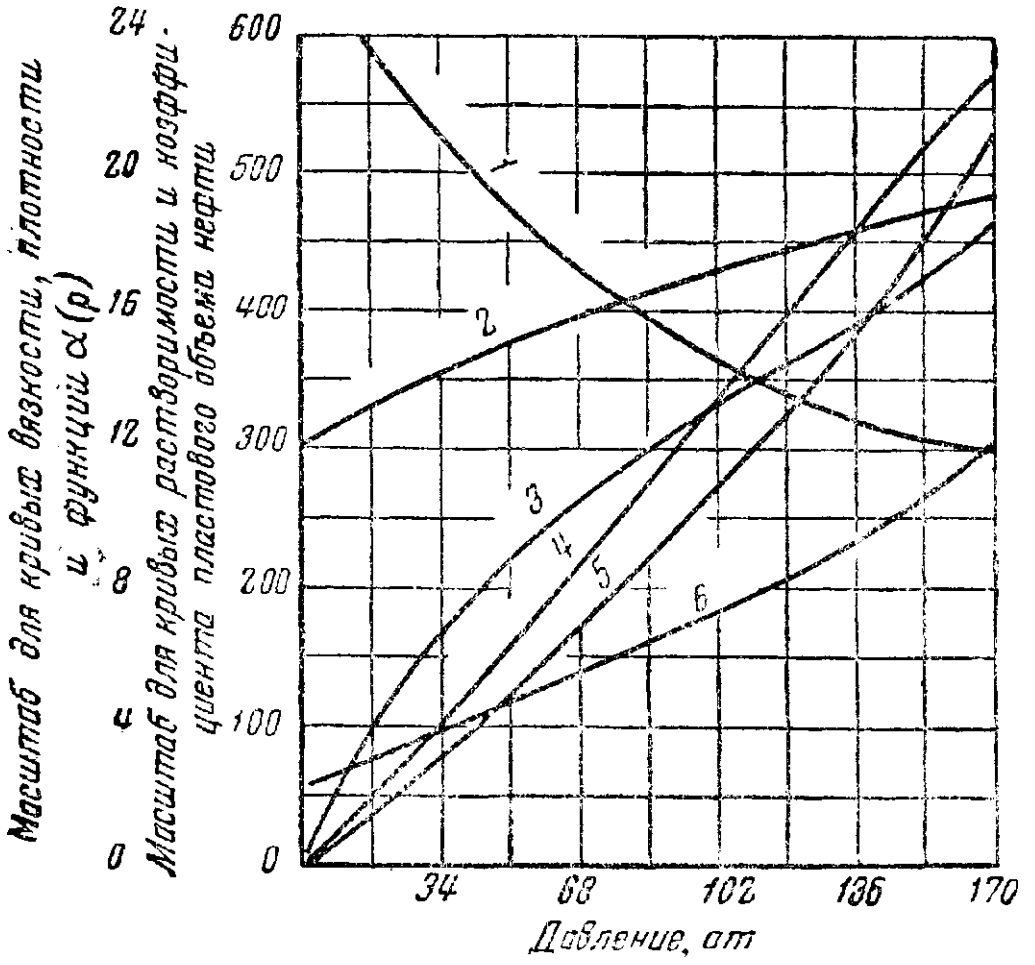
Для зависимости «проницаемость — насыщение» использованы кривые фиг. 82. Так как течение предполагается установившимся, то равновесное насыщение свободным газом принято 10%. Соответственно проницаемость для газа остается нулевой, пока насыщение нефтью не упадет ниже 70%.

Чтобы продолжить определение динамических условий в радиальной системе, необходимо уточнить конечные давления p_c и p_e. Последние принимаются 6,8 и 170 *ат* соответственно. Затем устанавливается предположительный газовый фактор. Он может иметь любую величину, равную или превышающую растворимость газа при 170 *ат*, т. е. 96,0 $м^3/м^3$. Высчитывают $\psi(\varrho)$ как функцию давления инверсией уравнения (4):

$$\psi(\varrho) = \frac{R - S_{\text{н}}(p)}{\alpha(p)} = \frac{k_{\text{г}}}{k_{\text{н}}}. \qquad (5)$$

На фиг. 83 приведены кривые для значений $R = 96{,}0$, 270 и 900 $м^3/м^3$. Согласно фиг. 82 получают соответствующие значения $\varrho_{\text{н}}$, а затем значения $k_{\text{н}}/k$. Определив $k_{\text{н}}/k$ как функ-

цию давления, можно оценить численно или графически интегралы уравнений (1) и (2). Уравнение (1) выражает распределение давления, т. е. p как функцию от r. Отсюда можно нанести на график ранее установленную зависимость между $k_н/k$ и давлением так, чтобы $k_н/k$ и $\varrho_н$ также оказались функциями от r.



Фиг. 81. Физические характеристики нефти и газа, принятые в расчете установившегося состояния радиального течения многофазной жидкости; β — коэффициент пластового объема нефти; $\alpha(p)$ — функция, определяемая из уравнения 5.1 (4).

1 — вязкость нефти (в сантипуазах) × 10; *2* — вязкость газа (в сантипуазах) × 1000; *3* — $10^{-3}\alpha(p)$; *4* — плотность газа × 0,1; *5* — растворимость газа (в $м^3/м^3$); *6* — 1000 × (β — 1).

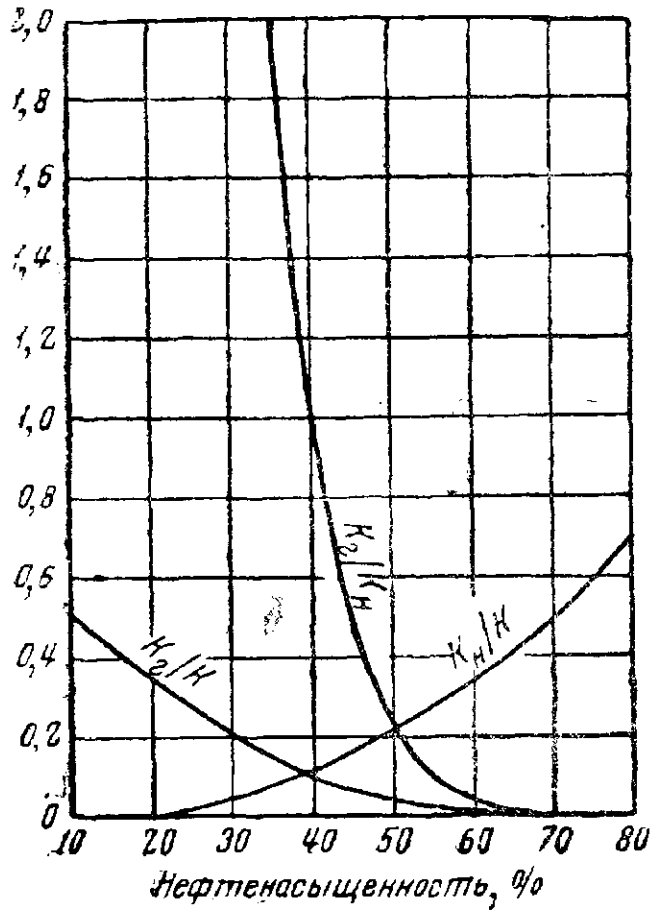
На фиг. 84 нанесены результаты, полученные для относительных эксплуатационных дебитов $\bar{Q} = Q_н (\lg r_e/r_c)/2\pi kh$, т. е. интегралы уравнения (2)[1], в зависимости от $p_e - p_c$ для пластового давления 170 *ат*. Соответствующие давление, проницаемость и распределение насыщения нефтью для общего перепада давления в 163,2 *ат*, вычисленные при помощи уравнения (1), нанесены на фиг. 85, причем $r_e = 200$ *м* и $r_c = 0{,}075$ *м*.

Согласно фиг. 84 относительные эксплуатационные дебиты возрастают не линейно с перепадом давления. Разумеется, это связано с уменьшением среднего насыщения нефтью и проницаемости для нее, когда понижается давление в скважине.

---

[1] Эти относительные эксплуатационные дебиты применимы также к линейным установившимся системам [уравнение 5,1 (6)] с теми же свойствами жидкости и породы.

Кроме того, текущие дебиты заметно уменьшаются при более высоких газовых факторах. Причина этого явления заключается, очевидно, в более низких насыщениях нефтью и более высоких насыщениях свободным газом, необходимых для переноса потоков жидкостей с более высоким газовым фактором. Это можно проверить по фиг. 85. Прямая линия на фиг. 84 представляет зависимость между относительным эксплуатационным дебитом и перепадом давления для однофазной жидкости. Предполагается, что по всей радиальной системе β и μ сохраняли свои значения, которые они имели при r_c, т. е. 1,31 и 1,2 сантипуаза, а значение $k_н/k$ было снижено лишь присутствием связанной воды, т. е. $k_н/k = 0{,}7$. Отклонения кривых от этой линии указывают на изменение свойств жидкости и насыщения нефтью, обусловленные многофазным характером естественной системы.



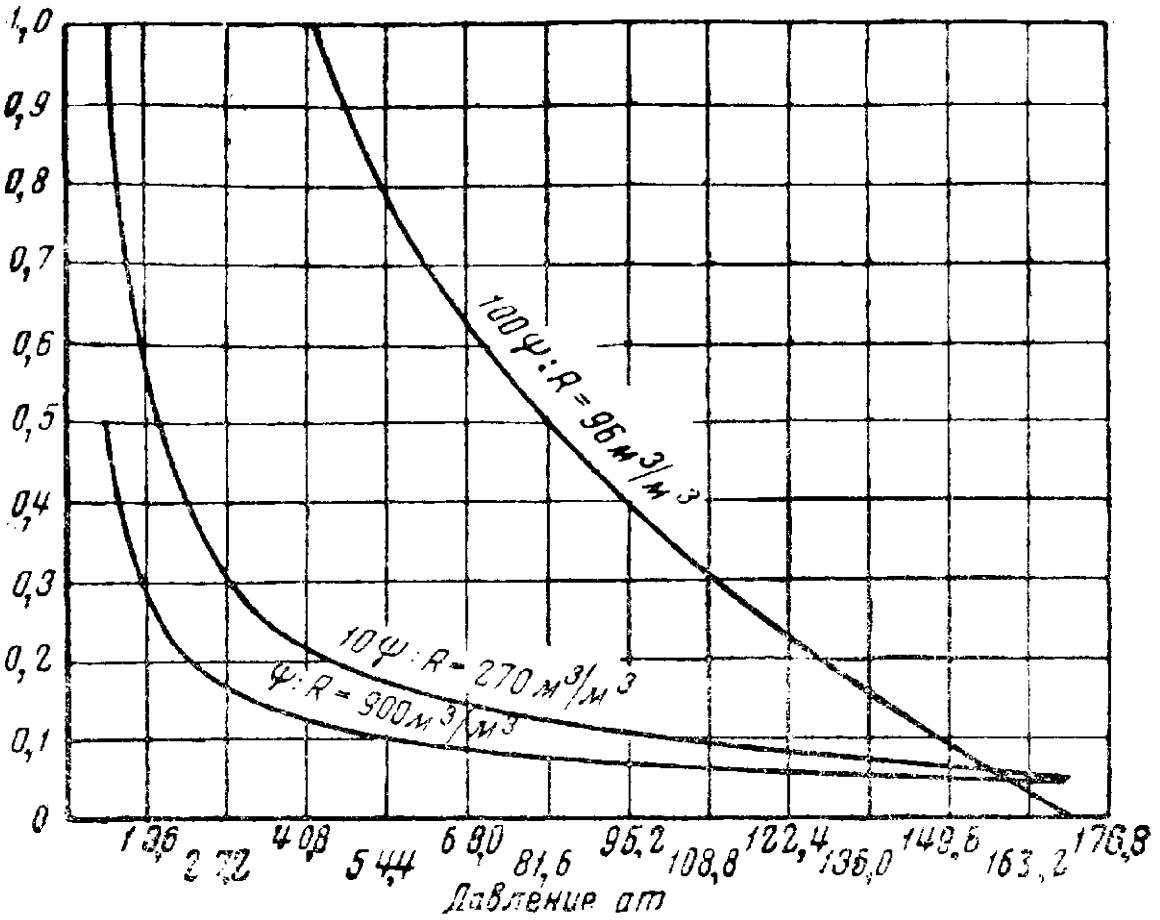
Фиг. 82. Кривые зависимости „проницаемость — насыщение", принятые в расчетах установившегося состояния многофазного течения: $k_г$, $k_н$, k — проницаемости для газа, нефти и абсолютная.

Кривые на фиг. 85 детально показывают характер изменений насыщения нефтью, проницаемости для нефти и давления, связанных с радиальным течением. Из-за предполагаемого установившегося характера течения и 10%-ного равновесного насыщения коллектора свободным газом насыщение нефтью никогда не превышает 70%, даже когда свободный газ отсутствует у внешнего контура. Однако начальное значение насыщения нефтью так же, как и проницаемости для нефти, падает быстро лишь в непосредственной близости от ствола скважины. Распределение давления остается по существу линейным на логарифмической шкале, пока не будет достигнута призабойная зона скважины, где насыщение нефтью и проницаемость для нее быстро падают.

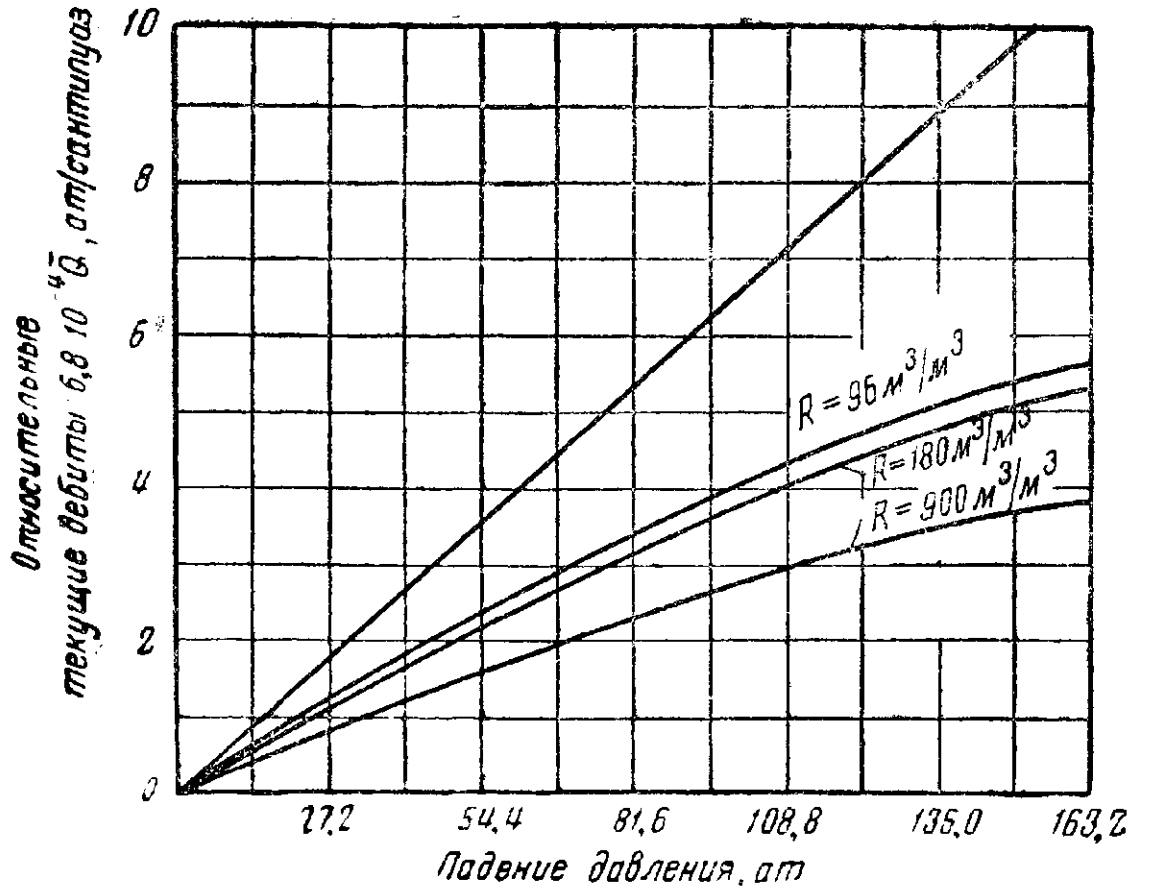
Если пластовое давление для той же жидкости и коллектора меньше 170 *am*, можно (согласно фиг. 84) получить относительные текущие дебиты. Если их обозначить через $\bar{Q}$, то из уравнения (2) следует, что

$$\bar{Q}(p_e - p_c) = \bar{Q}(170 - p_c) - \bar{Q}(170 - p_e), \qquad (6)$$

где p_e и p_c — давления в пласте и скважине для новой системы, а разница в скобках представляет естественные перепады давления, которые нужно рассматривать как абсциссы на фиг. 84. Подсчитав относительные текущие дебиты для более низких



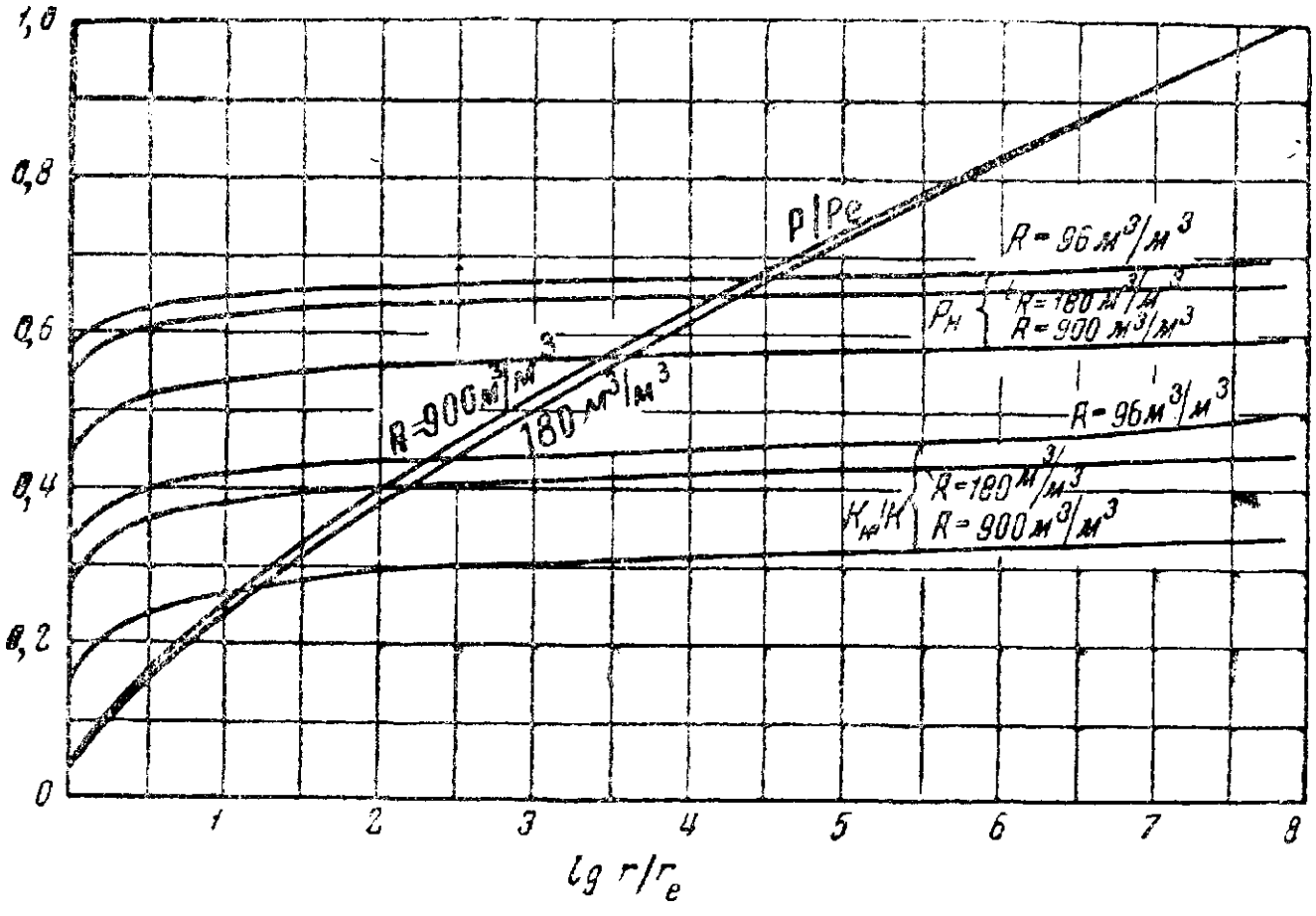
Фиг. 83. Вычисленное изменение соотношения проницаемости для газа к проницаемости по нефти в зависимости от давления в гипотетических системах с установившимся течением многофазной жидкости, для постоянных газовых факторов $R \cdot \psi = k_г/k_н =$ проницаемость для газа/проницаемость по нефти.



Фиг. 84. Кривые зависимости текущих дебитов от падения давления для постоянных значений газового фактора R и установившегося состояния течения многофазной жидкости. Для прямолинейной зависимости проницаемость и вязкость приняты постоянными: $\bar{Q} = (Q_н \lg r_e/r_c)/2\pi hk$, где $Q_н$ — фактический дебит; h, k — мощность и проницаемость породы; p_e, p_c — давления при r_e и r_c; p_e принято постоянной величиной — 170 *ат*.

пластовых давлений, находим, что для тех же самых газовых факторов текущие дебиты на единицу падения давления уменьшаются с падением пластового давления. В естественных пластах, разрабатываемых за счет энергии растворенного газа, производительность скважин обычно падает с убыванием пластового давления.

В промысловой практике продуктивность эксплуатационных скважин оценивается дебитом нефти на единицу падения давления. Суточный дебит в тоннах или куб. метрах, приходящийся на 1 *ат* падения давления, называется «коэффициентом



Фиг. 85. Кривые распределения нефтенасыщения, расчетного давления и проницаемости для постоянных значений газового фактора R при установившемся состоянии радиального многофазного течения: p/p_e = (давление на радиусе r)/(давление на r_e); $p_e = 170$ *ат*; $r_e = 200$ *м*; $\varrho_н$ — нефтенасыщение; $k_н/k$ — относительная проницаемость для нефти; r_c — радиус скважины, равный 7,5 *см*. Принятое насыщение связанной водой равно 20%.

продуктивности». В этом определении не учитывается возможное изменение коэффициента продуктивности с перепадом давления. Согласно фиг. 84 коэффициент продуктивности должен уменьшаться с увеличением перепада давления. Для придания теоретического значения термину «коэффициент продуктивности» необходимо уточнить условия измерения. Удобным и простым ограничением для единого значения коэффициента продуктивности является требование, чтобы он выражал предельные условия нулевого перепада давления. Коэффициент продуктивности, очевидно, пропорционален наклону у начала

кривых, изображенных на фиг. 84. Аналитически он определяется выражением

$$C_{\text{п}} = \frac{0{,}0172\, k_{\text{н}} h}{\mu_{\text{н}} \beta_{\text{н}} \lg r_e/r_c} \; м^3/сутки/ат, \qquad (7)$$

где $k_{\text{н}}$, $\mu_{\text{н}}$, $\beta_{\text{н}}$ относятся к проницаемости для нефти (в миллидарси), вязкости и объемному коэффициенту нефти при пластовом давлении; h — толща зоны насыщения, а r_e, r_c — эффективные радиусы внешней границы питания и скважины. Для применения уравнения (7) нет необходимости оценивать интеграл из уравнения (2). Однако оно означает предельное условие нулевого перепада давления и его нельзя применять для определения производительности скважин при высоких перепадах простым умножением $C_{\text{п}}$ на интересующий нас перепад давления.

5.3. Радиальное течение двухфазной жидкости. Отсутствие течения свободного газа. Отсутствие течения свободного газа в системах с многофазными жидкостями означает, что в них либо нет фазового насыщения свободным газом, либо во всей системе оно не превышает равновесного значения. Однако последнее условие не может сохраняться при установившемся течении. Если $\psi(\varrho_{\text{н}}) = 0$, то согласно уравнению 5.1 (4) местный газовый фактор R уменьшается в направлении убывающего давления. Разумеется, в переходных условиях развития равновесного насыщения свободным газом течение последнего отсутствует до возникновения где-либо в системе равновесного насыщения газом. Тем не менее, если течение принадлежит к строго установившемуся типу, потока свободного газа нельзя избежать, если только он не отсутствует вообще в системе. При этом наблюдается одновременное течение[1] нефти и воды при давлениях всюду выше точки насыщения, так что $S_{\text{н}}$ и $S_{\text{в}}$ являются постоянными по всему перепаду давления, обусловливающему течение.

Характеристика систем с установившимся течением нефть — вода определяется водонефтяным фактором $R_{\text{в}}$, связанным с соотношением проницаемостей выражением

$$\frac{k_{\text{в}}}{k_{\text{н}}} = \frac{\mu_{\text{в}} \beta_{\text{в}}}{\mu_{\text{н}} \beta_{\text{н}}} R_{\text{в}}. \qquad (1)$$

Уравнение (1) дает $k_{\text{в}}/k_{\text{н}}$ как функцию давления. Отсюда из зависимости между $k_{\text{в}}/k_{\text{н}}$ и насыщением жидкостями послед-

---

[1] Одновременное течение нефти и воды в двухфазных и трехфазных системах в установившемся состоянии возможно только в ограниченном интервале распределения насыщения породы жидкостями. Сомнительно, чтобы течение такого типа имело значение в естественном подземном резервуаре. Настоящий разбор только показывает зависимости между распределением насыщения жидкостями и объемным составом течения, как это вытекает из характеристик «проницаемость — насыщение» пористых сред.

ние можно подсчитать тоже как функции давления. Фактически же ввиду того, что давления должны всюду превышать точку насыщения, можно считать, что коэффициент $\mu_в\beta_в/\mu_н\beta_н$ не зависит от давления. Отсюда $k_в/k_н$ и распределение жидкостей однородны во всех системах течения[1]. Из уравнения 5.2 (1) следует, что давление распределяется по логарифмическому закону аналогично однофазной системе, т. е.

$$p = p_c + \frac{(p_e - p_c)\lg r/r_c}{\lg r_e/r_c}, \qquad (2)$$

а дебиты нефти и воды $Q_н$ и $Q_в$:

$$Q_н = \frac{2\pi h k_н (p_e - p_c)}{\mu_н\beta_н \lg r_e/r_c}; \quad Q_в = \frac{2\pi h k_в (p_e - p_c)}{\mu_в\beta_в \lg r_e/r_c}, \qquad (3)$$

которые формально тождественны с данными для течения однофазной жидкости.

Чтобы показать возможное изменение водонефтяного фактора с распределением жидкостей, возьмем кривые соотношений проницаемости, приведенные на фиг. 86[2] для $\varrho_г = 0$. Они соответствуют приближенно отдельным кривым проницаемости на фиг. 67. Примем $\mu_в = 1$ сантипуазу; $\beta_в = 1$; $\mu = 1{,}2$ сантипуаза; $\beta_н = 1{,}2$. Тогда, используя кривые из фиг. 86 в уравнении (1), получим результаты, нанесенные на фиг. 87. Водонефтяной фактор быстро падает с нефтенасыщением, как это следует ожидать из кривых на фиг. 86. Чувствительность водонефтяного фактора к нефтенасыщению аналогична поведению газового фактора для систем с течением газа и жидкости. В обоих случаях это явление возникает в результате быстрого роста проницаемости для несмачивающей фазы[3], когда насыщение последней возрастает за пределы равновесного значения и связанного с этим падения проницаемости для смачивающей фазы.

Согласно уравнению (3) коэффициент продуктивности для нефти в системах с установившимся течением вода — нефть определяется из выражения

$$C_п = \frac{0{,}0172\, k_н h}{\mu_н\beta_н \lg r_e/r_c} \; м^3/сутки/ат, \qquad (4)$$

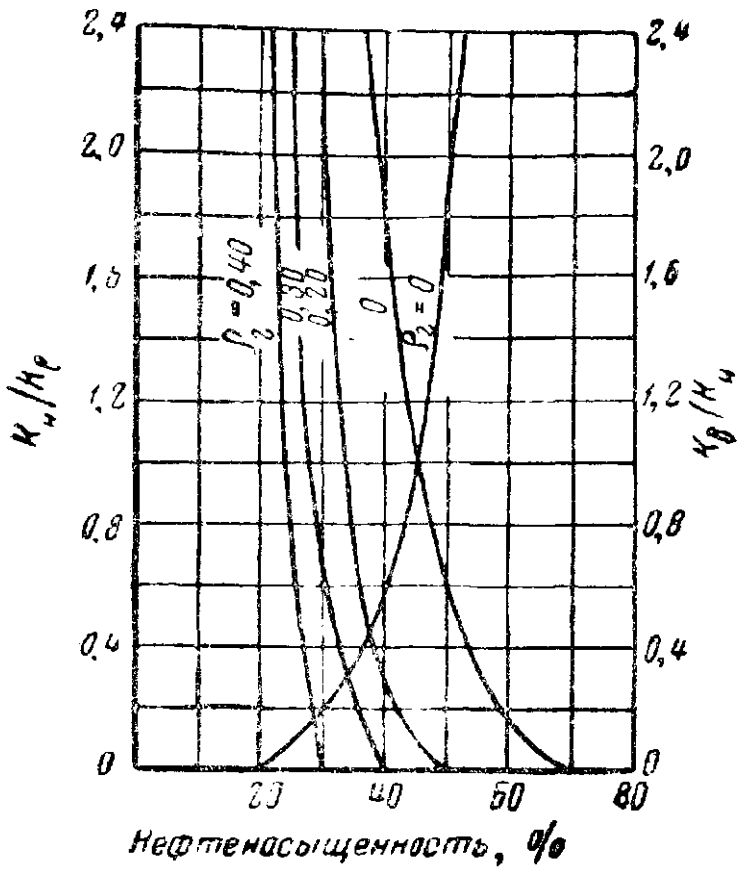
---

[1] Это постоянство представляет собой условие, вызванное пренебрежением капиллярных давлений. Если их учесть, то возможно и постоянное, и переменное распределение насыщения.

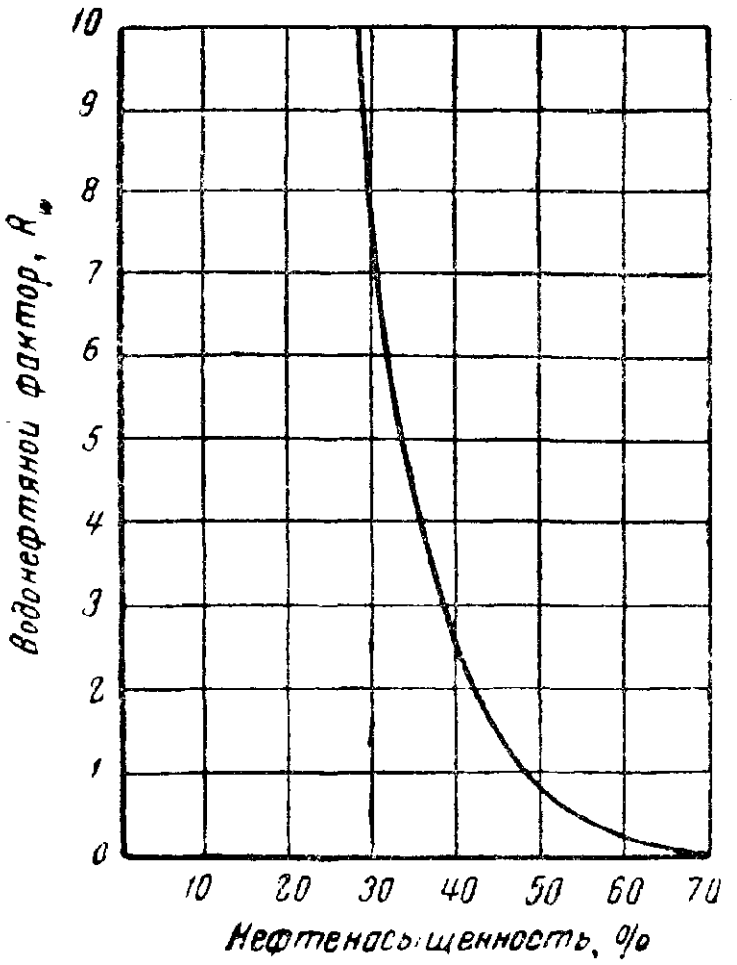
[2] Отрезки абсцисс на фиг. 86 можно рассматривать как условия «равновесного» насыщения нефтью пористой среды или насыщение остаточной нефтью, вытесняемое водой, в 20%, а насыщение связанной водой в 30%, откуда зависимость «проницаемость—насыщение» не связана с градиентами давления.

[3] В системах, разобранных в предыдущем разделе, неподвижная водная фаза представляла подлинную смачивающую фазу, но для некоторых целей можно рассматривать нефть как смачивающую фазу при ее более высоких насыщениях, хотя нефть тоже обнаруживает «равновесное» насыщение, характерное для несмачивающих фаз.

коэффициент, не зависимый от перепадов давления, хотя он и меняется с водонефтяным фактором. Это изменение можно определить, комбинируя кривые на фиг. 87 с кривой проницаемости для нефти, например из фиг. 67.



Фиг. 86. Кривые соотношения проницаемости для нефти и воды в зависимости от нефтенасыщения для постоянных значений насыщенности пласта свободным газом $\rho_г$.

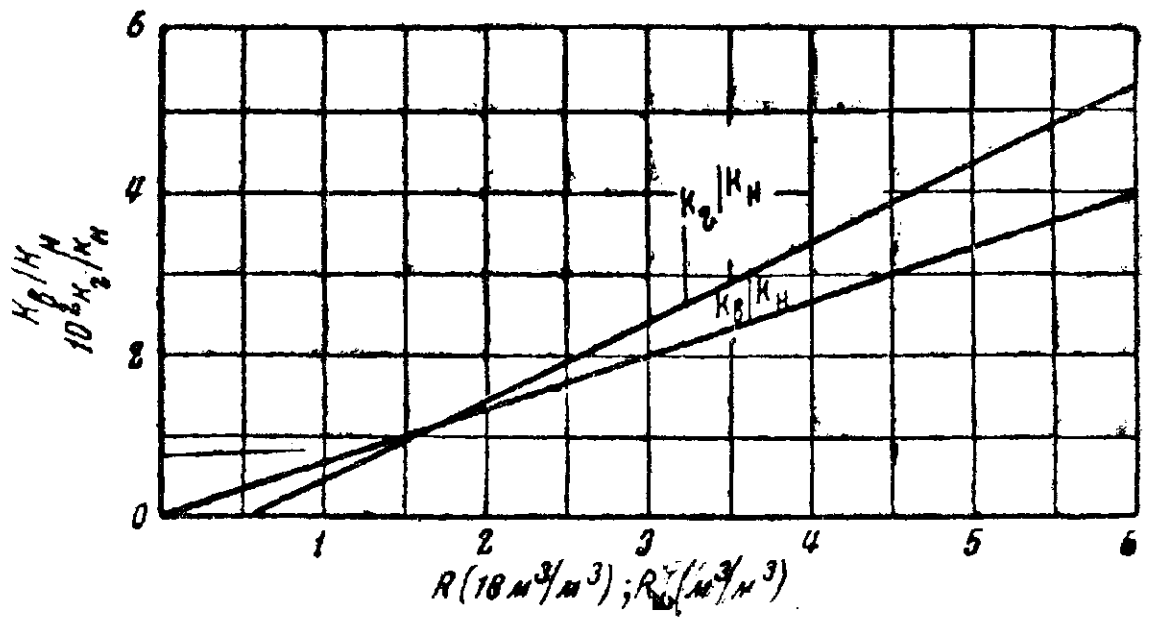


Фиг. 87. Кривая расчетного изменения водонефтяного фактора в зависимости от нефтенасыщенности для установившегося состояния течения воды и нефти в породе, исходя из кривых соотношения проницаемостей (фиг. 86), вязкости воды, равной 1,0 сантипуаза, вязкости нефти, равной 1,2 сантипуаза, коэффициентов пластового объема воды и нефти — 1,0 и 1,2.

5.4. Радиальное трехфазное течение. В принципе разбор установившегося трехфазного течения тождествен разбору двухфазного, но зато отдельные вычисления много сложнее. Кроме того, они требуют знания всей системы зависимостей «проницаемость — насыщение», рассмотренных в параграфе 4.4.

Предельный коэффициент продуктивности и взаимосвязь между газовым и водонефтяным фактором, а также насыщением жидкостями у внешней границы питания могут быть определены следующим образом: установив давление на границе питания и выбрав R и $R_в$, можно вычислить $k_г/k_н$ по первому из уравнений 5.1 (4). Аналогично, $k_в/k_н$ у границы питания подсчитываются при помощи второго из уравнений 5.1 (3). Распределение жидкостей, которое дают подсчитанные значения $k_г/k_н$ и $k_в/k_н$, находится по кривым «проницаемость — насыщение».

Предположив для простоты, что растворимостью газа в воде $S_в$ можно пренебречь, и приняв физические свойства нефти и газа согласно фиг. 81, находим, что значение $k_г/k_н$ для давления на границе питания 170 *ат* согласно уравнению 5.2 (5) меняется с газовым фактором (фиг. 88). Соответствующая кривая для $k_в/k_н$ как функции водонефтяного фактора $R_в$ также изображена на фиг. 88; причем предполагается, что $\mu_в = 1$, а $\beta_в = 1{,}05$.



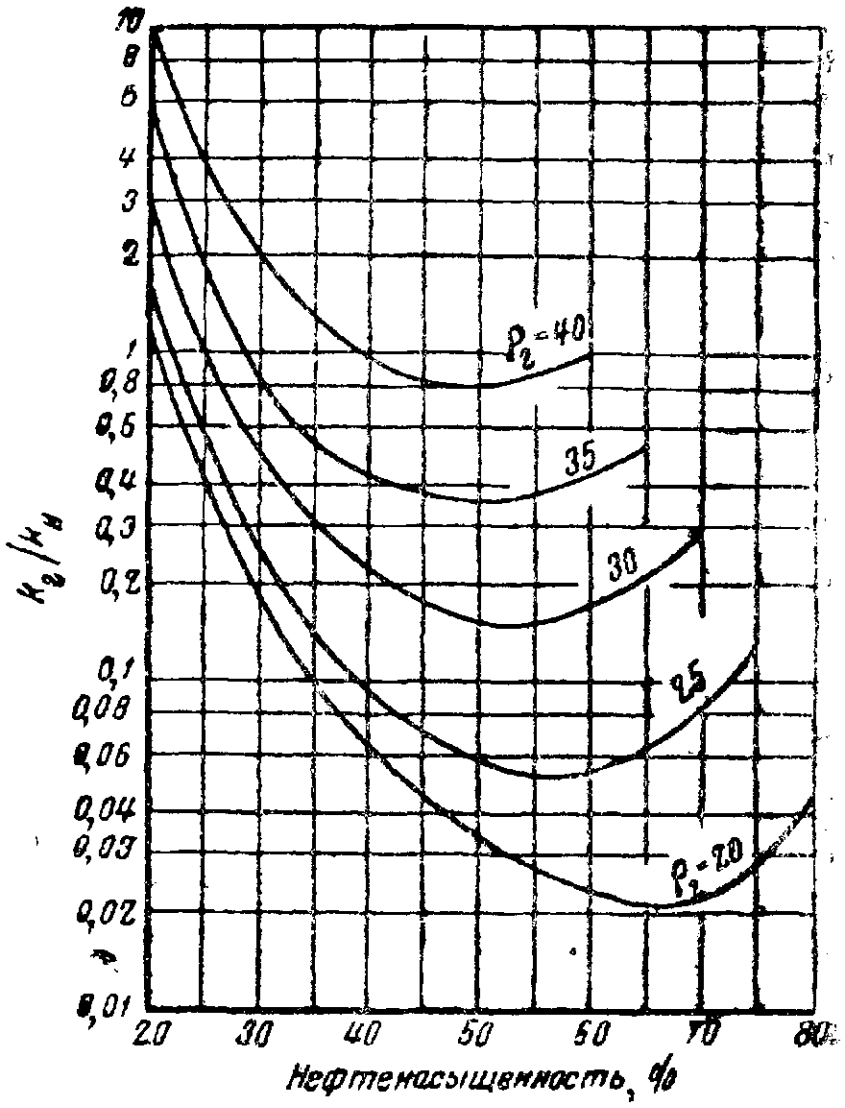
Фиг. 88. Расчетные величины соотношения проницаемостей для газа и нефти и для воды и нефти $k_г/k_н$ и $k_в/k_н$, необходимые для получения значений абсцисс газонефтяного и водонефтяного факторов, исходя из физических свойств газа и нефти, приведенных на фиг. 81. Принятая вязкость и коэффициент пластового объема воды равны 1 сантипуазу и 1,05.

Насыщение жидкостями, соответствующее $k_в/k_н$ и $k_г/k_н$ (фиг. 88), можно определить по кривым фиг. 86 и 89, на которых насыщение свободным газом принято параметром отдельных кривых [1]. Например, если содержание воды в нефти равно 13% ($R_в = 0{,}15$), а газовый фактор 900 $м^3/м^3$, то на фиг. 88 $k_г/k_н = 0{,}043$, $k_в/k_н = 0{,}10$. Из фиг. 89 и 86 видно, что оба эти значения приходятся на кривые для $\varrho_г = 0{,}20$ при $\varrho_н = 0{,}45$. Отсюда совместно с $\varrho_в = 0{,}35$ они показывают распределение жидкостей, которое дает поток нефти с содержанием воды 13% и газовым фактором 900 $м^3/м^3$. Из фиг. 70 было видно, что для указанных насыщений жидкостями относительная проницаемость для нефти составляет 0,19. Это значит, что предельный коэффициент продуктивности составляет 19% от того значения, при котором порода была бы полностью насыщена нефтью и последняя перемещалась бы как однофазная жидкость. Абсолютное значение дебита нефти или коэффициент

[1] Кривые на фиг. 86 и 89 были получены по данным на несцементированных песках и имеют лишь иллюстративное значение. Для практических целей надо пользоваться данными, относящимися к соответствующему продуктивному пласту. Эти кривые могут быть получены с любым насыщением в виде параметра или предпочтительнее как контуры в треугольной диаграмме постоянных значений $k_г/k_н$ и $k_в/k_н$.

продуктивности вблизи нулевого перепада давления можно вычислить из уравнения 5.3 (3), а дебит воды составит 15% дебита нефти.

Распределение насыщения жидкостями у забоя эксплуатируемой скважины можно установить тем же путем. Если давление фонтанирования на скважине составляет 17 *am*, то значение $k_г/k_н$, как это видно из фиг. 83, равно 0,235. Согласно фиг. 81 при 17 *am* $\mu_н = 2{,}37$ сантипуаза, а $\beta_н = 1{,}077$, а из уравнения 5. 3 (1) значение для $k_в/k_н = 0{,}062$. Согласно фиг. 86 и 89 $k_г/k_н = 0{,}235$ и $k_в/k_н = 0{,}062$ расположены на соответствующих кривых для $\varrho_г = 0{,}30$ при $\varrho_н = 0{,}385$. Следовательно, эти значения вместе с $\varrho_в = 0{,}315$ представляют насыщения породы жидкостью у забоя скважины при содержании воды в струе 13% и газовом факторе 900 $м^3/м^3$ для давления фонтанирования 17 *am*. Таким образом, между внешней границей (170 *am*) и скважиной насыщение газом увеличится на 10%, в то время как насыщение нефтью и водой упадет соответственно на 6,5 и 3,5%.



Фиг. 89. Кривые изменения соотношения проницаемости для газа к проницаемости по нефти $k_г/k_н$ в трехфазных системах в зависимости от нефтенасыщения, для постоянного значения насыщенности свободным газом $\varrho_г$ (в %).

Этим методом можно воспользоваться при промежуточных давлениях и, применив уравнение 5.2 (1), определить общее распределение давления и насыщение жидкостями. Рассмотренные примеры показывают, что даже для несцементированных песков необходимые данные по зависимости «проницаемость — насыщение» (фиг. 86 и 89) еще недостаточно хорошо уточнены. Для плотных пород не имеется никаких опубликованных данных, выражающих полные интервалы подвижности трехфазных систем. Это обстоятельство подчеркивает необходимость накоплять такие данные. Однако приведенные соображения показывают, что существует физическая теория, позволяющая прилагать кривые зависимости «проницаемость — насыщение» к системам установившегося многофазного течения. Но пока не будут получены специфические данные о породах, представляющих практический интерес, все развитые здесь доказа-

тельства в лучшем случае имеют полуколичественное значение[1].

Если известно насыщение жидкостями и связанные с ними давления, можно определить газовый и водонефтяной факторы простой инверсией описанной процедуры или непосредственным использованием кривых «проницаемость — насыщение». Изменение состава потока с насыщением жидкостями легко вывести из кривых, аналогичных приведенным на фиг. 86 и 89.

Кривые на фиг. 86 указывают на быстрый подъем значения $k_в/k_н$, а отсюда и водонефтяного фактора с падением насыщения нефтью для постоянного насыщения свободным газом. Даже если насыщение нефтью неизменно, $k_в/k_н$ возрастает быстро с понижением насыщения свободным газом и ростом насыщения водой.

Относительные положения различных кривых на фиг. 89 выражают непосредственное влияние насыщения свободным газом на величину газового фактора, которая в значительной степени определяется посредством $k_г/k_н$. Быстрый подъем в левой части диаграммы в основном обусловлен падением проницаемости для нефти с убыванием ее насыщения. Первоначальное падение на кривых $k_г/k_н$ по мере убывания насыщения нефтью вызвано кривизной кривых газопроницаемости на фиг. 71, которая означает падение проницаемости для газа, даже при постоянных содержаниях его, когда вода начинает вытеснять нефть.

5.5. Коэффициент продуктивности. Теория. С практической точки зрения коэффициент продуктивности, рассмотренный в предыдущих разделах, является непосредственным критерием производительной способности нефтеносного пласта. Однако теоретически он представляет величину, зависящую от стольких факторов, что часто не представляется возможным дать количественное объяснение специфических численных значений известными физическими параметрами, от которых он зависит. Из его определения

$$C_п \text{ — коэффициент продуктивности} = \frac{\text{дебит } (м^3/сутки)}{\text{падение давления } (am)} \quad (1)^2$$

следует, что для систем однофазной жидкости он должен иметь следующее значение:

$$C_п' = \frac{0{,}0094\,kh}{\mu\beta \lg_{10} r_e/r_c} \; м^3/сутки/am, \quad (2)$$

---

[1] Другим приближением в произведенном разборе является пренебрежение капиллярными явлениями. Однако попытки количественного учета их не могут представить ценности, пока нельзя будет использовать данных о капиллярном давлении по естественным трехфазным системам.

[2] Для некоторых целей более удобно пользоваться «удельным» коэффициентом продуктивности $(IC_п)$, т. е. $C_п$ на единицу мощности зоны насыщения.

где k — проницаемость для однофазной жидкости в миллидарси; h — эффективная толща зоны насыщения; β — коэффициент пластового объема жидкости; μ — вязкость в сантипуазах.

Применение этой формулы даже с учетом ее ограничений требует знания k, h, μ, β и r_e. Значение k представляет, очевидно, среднее из измерений по многим кернам, которые меняются часто от 10 до 100 раз в одних и тех же продуктивных пластах; μ и β — вязкость нефти и коэффициент пластового объема жидкости при температуре и давлении подземного резервуара. Эти параметры можно определить соответствующим лабораторным измерением; r_e — радиус от оси ствола скважины, на окружности которого давление равно p_e. Последняя величина служит основанием для вычисления перепада давления, вызывающего течение в пласте. Обычно это давление принимается за пластовое, но соответствующее значение r_e нелегко определить; его часто берут как половину расстояния до ближайшей эксплуатационной скважины. Допущенная произвольность исправляется тем обстоятельством, что r_e входит под знак логарифма в уравнение (2), так что вычисленное значение $C_п$ мало зависит от абсолютного значения r_e.

Необходимо признать, что строго однофазных систем в естественных продуктивных пластах не существует. Но когда в коллекторе нет свободного газа, например, при пластовых давлениях, превышающих давление насыщения для нефти, уравнения установившегося течения последней формально тождественны уравнениям для однородной жидкости. Исключение состоит в том, что проницаемость для нефти должна быть исправлена на водонасыщение пласта, независимо от того, является ли водная фаза подвижной или неподвижной[1]. При таких условиях уравнение (2) еще применимо, но с k, представляющим проницаемость для нефти.

К сожалению, поставленная задача разрешается не полностью. Перемещаясь при давлении даже выше точки насыщения, нефть обладает измеряемой сжимаемостью порядка $2{,}25 \times 10^{-4}$ на 1 *am*. Следовательно, предположение о наличии установившегося течения правильно в лучшем случае лишь приближенно. Хорошо известно, что когда скважину пускают в эксплуатацию впервые или когда она вновь вступает в эксплуатацию после длительного периода консервации, начальные дебиты обычно намного выше дебитов, которые устанавливаются несколько позже. Это временное явление наблюдается при извлечении нефти, насыщенной и не насыщенной газом. Оно обусловлено сжимаемостью нефти и свободного газа, если таковой присутствует в пласте. Пока не закончатся эти пере-

---

[1] Течение однофазных жидкостей, содержащих конденсат, можно также описать по указанной методике, если только давления поддерживаются выше точки конденсации.

ходные периоды и эффект пуска скважины или изменения давления в ней не распространится на часть пластовой системы течения, а призабойная зона скважины не приобретет постоянного распределения давления, коэффициент продуктивности, высчитанный посредством уравнения (1), не приблизится к постоянной величине, имеющей физическое значение.

Когда пластовые давления упадут ниже первоначальной точки насыщения и течение жидкости в результате выделения газа станет многофазным, коэффициент продуктивности, вычисленный из уравнения (1), становится еще менее определенным. Переходные состояния, описанные выше, имеют большую длительность, и приближение к установившемуся течению, лежащее в основе уравнения (2), может иметь лишь асимптотическую справедливость. Кроме того, в условиях установившегося течения значение $C_п$, вычисленное из уравнения (1), теоретически зависит от абсолютной величины перепада давления[1]. В частности, оно должно уменьшаться с повышением перепада давления. Чтобы полностью установить вычисленный или измеренный $C_п$, необходимо указать величину давления или перепада давления в скважине, с которым связан $C_п$. Коэффициент продуктивности $C_п$ может быть определен вторично как предельное значение по уравнению (1), когда перепад давления становится нулевым; $C_п$, определенный таким образом, дается выражением

$$C_п' = \frac{0{,}0094\,h}{\lg_{10} r_e/r_c}\left(\frac{k}{\mu\beta}\right)_e \quad м^3/сутки/ат, \qquad (3)$$

где нижний показатель e обозначает, что данные k, μ, β должны относиться к значениям при r_e, т. е. при пластовом давлении. Отсюда $C_п'$ зависит от состава всей поступающей жидкости, а также от основных параметров пористой среды. Истинная величина его значительно меньше, чем это вытекает из уравнения (2) для однофазной системы, из-за снижения k.

На фиг. 85 видно, что если водная фаза неподвижна, а ее содержание $\sim 20\%$, то относительные проницаемости для нефти $k_н/k$ у внешней границы системы, рассмотренной в параграфе 5.2, равны 0,50; 0,44 и 0,34 для газовых факторов 96,0; 270 и 900 $м^3/м^3$. Они дают также соотношения соответствующих коэффициентов продуктивности, полученных из уравнения (3), к их соотношениям, вычисленным из уравнения (2). Но если бы нефть и вода добывались как свободные фазы и с равным дебитом, то насыщение нефтью (согласно фиг. 87) было бы 0,48. Из фиг. 67 следует, что относительная проницаемость для нефти была бы 0,20, а коэффициент продуктивности $C_п$ составлял 20% от своего значения при течении однофазной жидкости. Нако-

[1] Эта зависимость обусловлена изменением вязкости и коэффициента усадки пластовой жидкости в результате колебаний давления фонтанирования на забое скважины, а также изменения проницаемости для нефти. Последний эффект часто доминирует в условиях многофазного течения.

нец, из предыдущего параграфа видно, что распределение насыщения у входной границы (170 *am*) было бы 0,20; 0,45 и 0,35 соответственно для газа, нефти и воды, если бы газовый фактор в гипотетической установившейся системе равнялся 900 $м^3/м^3$, а содержание воды 13%. Относительная проницаемость для нефти при этом распределении (согласно фиг. 70) была бы 0,19, так что $C_п$ составлял бы 19% от своего значения при течении однофазной жидкости.

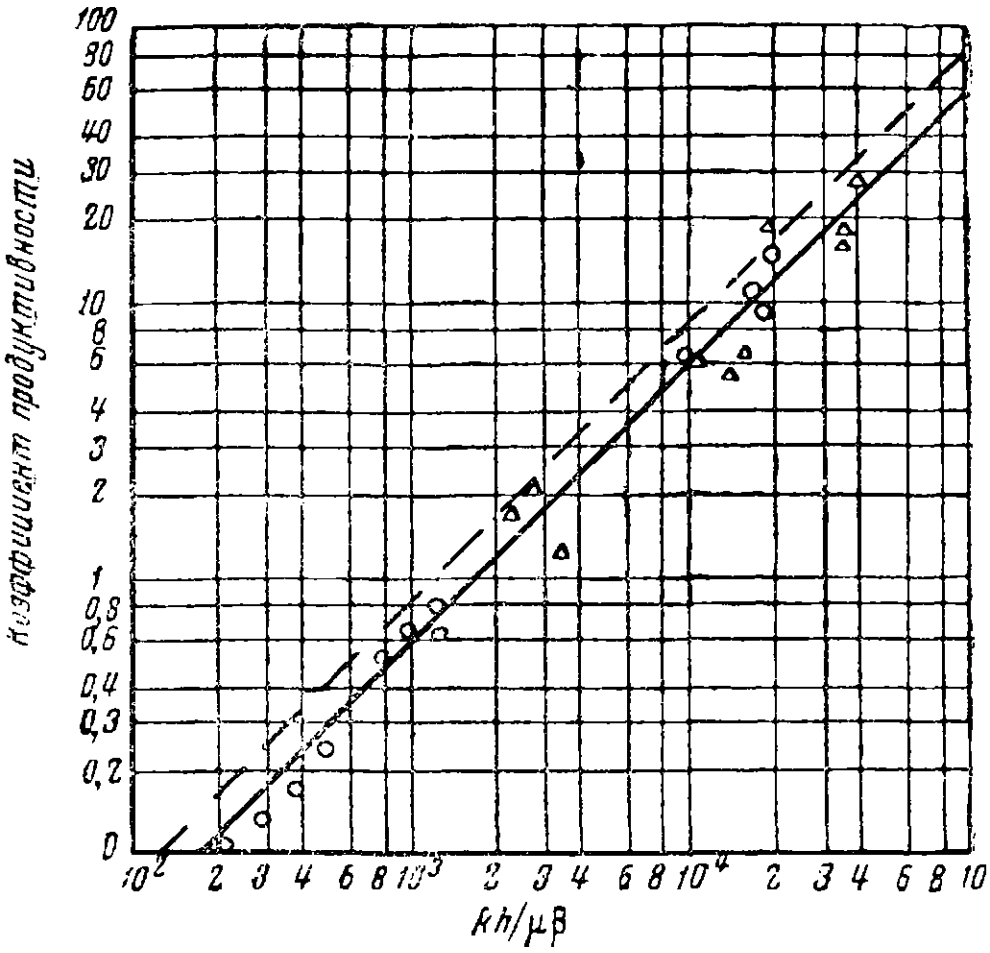
Эти численные примеры основаны на ряде свойств жидкостей и характеристик зависимости «проницаемость — насыщение», приведенных в предыдущих параграфах. Кроме того, они относятся к пластовому давлению 170 *am* и не имеют, таким образом, абсолютного значения. Полученные данные показывают порядок влияния многофазного течения на величину коэффициента продуктивности $C_п$.

Чтобы получить $C_п$ соответственно уравнению (3) из промысловых данных, необходимо определить наклон у начала кривой зависимости текущего дебита от перепада давления. Такие отсчеты следует брать после того, как дебиты и давления фонтанирования в скважине стабилизировались и можно получить по крайней мере некоторое приближение к локализированным условиям установившегося течения. Очевидно, время, необходимое для стабилизации, зависит от проницаемости, вязкости нефти, состава жидкости и величины изменения прежнего состояния притока. Промысловый опыт показывает, что условия на забое редко стабилизируются раньше 1 часа; обычно требуется 4—24 часа, а в очень плотных породах может пройти даже несколько дней раньше, чем наступит стабилизация.

5.6. Промысловые измерения коэффициентов продуктивности. Промысловый опыт по определению коэффициентов продуктивности показывает, что этот вопрос так же неясен, как и его теоретическое состояние. Можно привести много примеров отклонений величины коэффициента продуктивности от рассчитанного по текущему дебиту.

В отдельных случаях можно объяснить ненормальное поведение коэффициентов продуктивности, анализируя соответствующие наблюдения по колебанию газового фактора, длительности эксперимента и т. д., но в общем дать оценку $C_п$ с неэмпирической и сравнительной точки зрения затруднительно. Вычисление коэффициентов продуктивности часто производится на основании отдельных измерений перепада давления и текущего дебита, а также простого осреднения значений, подсчитанных для двух или трех рядов измерений, независимо от имевшихся в них изменений. Полученные значения были использованы посредством линейной экстраполяции для получения потенциальных свободных дебитов или дебитов, которые следует ожидать при нулевом давлении фонтанирования на забое скважины. Вся проблема измерений коэффициента продуктив-

ности покоится на неудовлетворительной физической основе. Проводимая процедура определения коэффициента продуктивности дает только средство для сравнительной оценки отдельных скважин и пластов с точки зрения возможной производительности и отбора нефти. Однако с экономической и физической точек зрения разрешение многих сложных факторов этой проблемы является важной задачей для исследований в области добычи нефти из подземных резервуаров [1].



Фиг. 90. Изменение коэффициентов продуктивности в зависимости от параметров пласта.

k — проницаемость для воздуха в миллидарси; h — обнаженная мощность пласта в $м$; μ — вязкость пластовой нефти в сантипуазах; β — коэффициент пластового объема нефти. Сплошная линия построена согласно уравнению 5.6 (1). Прерывистая линия — зависимость, сформулированная установившимся состоянием радиального течения при $r_e/r_c = 4000$. Кружочки — результаты проделанных экспериментов; Δ, μ и k получены расчетным путем.

Численные величины коэффициента продуктивности, полученные из промысловых измерений, показывают, что согласие между теорией и практикой в ряде случаев отсутствует. Из уравнения 5.5 (3) следует, что порядок величины коэффициента продуктивности должен быть 0,0034 kh, т. е. в 0,0034 раза больше продуктивной способности пласта в миллидарси-метрах. За исключением очень плотных и тонких, а также несцементированных и мощных горизонтов численное значение коэффициента должно поэтому находиться в пределах от 0,1 до 50.

Сравнение промысловых наблюдений и данных анализа кернов показывает как хорошо согласующиеся случаи, так и расхождения в 10—100 раз. Так, на фиг. 90 построены данные о $C_п$, нанесенные в зависимости от фактора $kh/\mu\beta$. Скважины глубиннонасосные и фонтанные имели диапазон для kh от 120 до 45 000 миллидарси-метр, вязкости пластовой нефти от 0,5 до 3,4 сантипуаза и значения β от 1,02 до 1,48. Для всех скважин, за

---

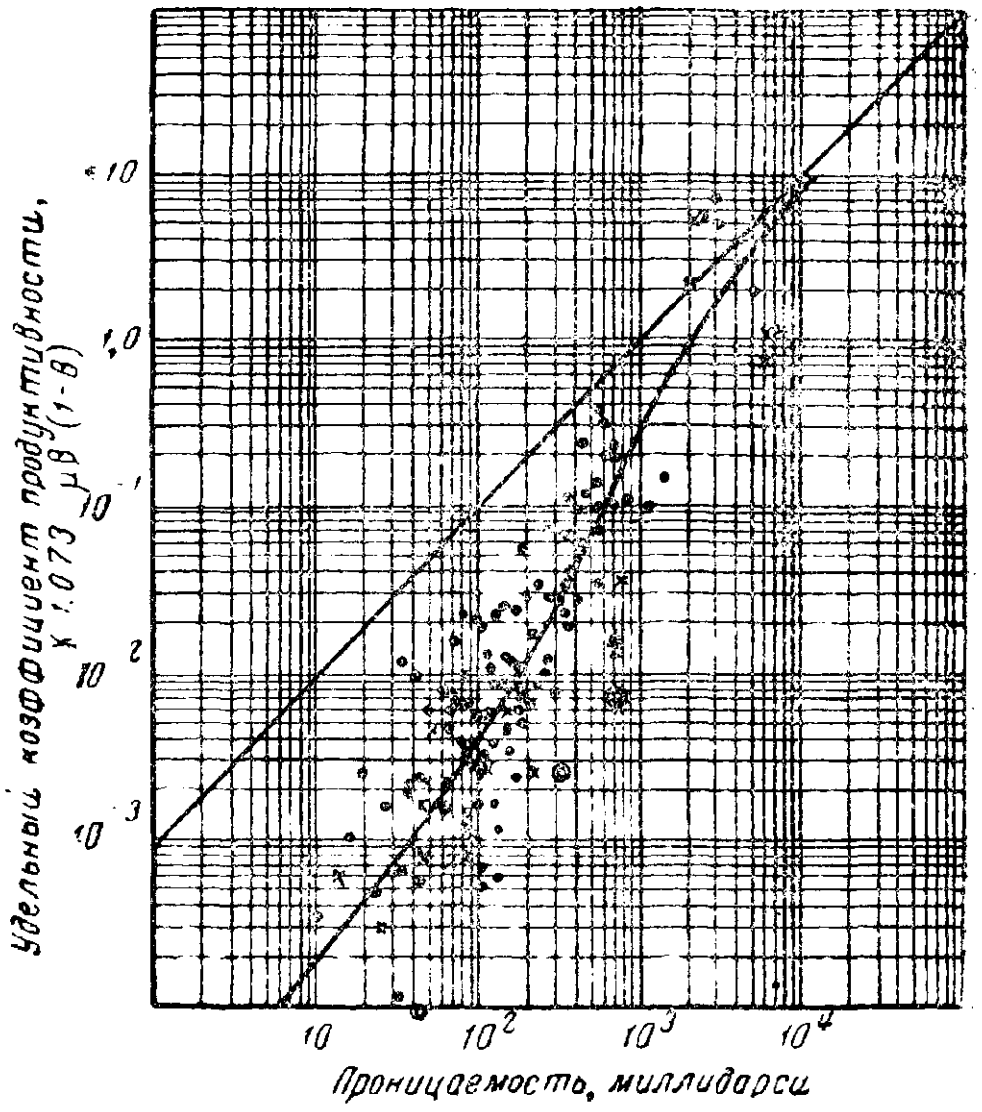
[1] Хорошая согласованность получается при определении $C_п$ как суммарного дебита газа и нефти на единицу перепада давления. Видимо, можно исключить много погрешностей из обычных данных о $C_п$, если ввести газ в дебит притока. Хотя этот метод тоже по сути является эмпирическим, но он получил бы значение, если бы применялся в широких пределах.

исключением одной, с $C_п$ меньше 1,0 была внесена поправка на среднеисчисленное насыщение свободным газом в 11,5%. Для k было взято 51% от измеренной проницаемости. Давления у скважин во время испытаний были выше или близки к начальной точке насыщения. Поэтому влиянием фазы свободного газа пренебрегли.

Сплошная линия на фиг. 90 определяется уравнением

$$C_п = 0{,}0006\,\frac{kh}{\mu\beta}\cdot \quad (1)$$

Пунктирная линия нанесена согласно уравнению 5.5 (3), с $r_e/r_c = 4{,}000$. В пределах экспериментальных ошибок наблюденные коэффициенты продуктивности отличаются примерно в 1,4 раза от коэффициентов, полученных на основе анализа кернов и констант жидкостей [уравнение 5.5 (3)]. Разницу можно объяснить тем, что не было внесено поправки от влияния связанной воды на k.



Фиг. 91. Изменение удельных коэффициентов продуктивности в зависимости от проницаемости для нефтяных промыслов в Калифорнии.

μ, β — вязкость и коэффициент пластового объема нефти; B — содержание воды в отбираемом дебите в %. Прямая линия — теоретическое изменение удельного коэффициента продуктивности, умноженное на коэффициент 1,073 μ, $\beta(1-B)$.

Исследование 141 скважины в Калифорнии на 14 промыслах показало совершенно иные результаты. В этих скважинах мощность песка колебалась от 3,9 до 200 *м*; проницаемость от 10 до 8500 миллидарси; плотность нефти от 0,976 до 0,804 *г/см*^{3}; вязкость пластовой нефти от 0,096 до 1,040 сантипуаза; коэффициент пластового объема жидкости от 1,03 до 1,77; пластовое давление от 5,2 до 330 *ат*; газовый фактор от 2,6 до 260 *м*^{3}/*м*^{3}. Полученные данные приведены на фиг. 91. Ординаты представлены удельными коэффициентами продуктивности, умноженными на $\mu\beta$ $(\lg r_e/r_c)/9{,}4$, для $r_e/r_c = 2000$ и на коэффициент $(1-B)$, дающий поправку на содержание воды в нефти, где B выражает водную часть всей жидкости. Согласно уравнению 5.5(3) теоретически ординаты должны равняться $10^{-3}k$ (в миллидарси), если бы отсутствовал множитель $(1-B)$. На фиг. 91 прямая линия дает это идеальное теоретическое предсказание, уменьшенное в 1,073 раза.

Среднее отклонение данных на фиг. 91 от прямой линии дается множителем 31; в 14 случаях теоретическая прямая линия выше наблюденной в 64 раза. Такие большие расхождения нельзя объяснить лишь многофазным характером системы течения или ростом сопротивления притоку через перфорированные обсадные трубы по сравнению со вскрытием пласта открытым забоем. При особых обстоятельствах эти факторы могли бы вызвать суммарное снижение $C_п$ в 20 раз. Однако наличие подобных случаев не составляет общего правила. Если бы главной причиной были заиливание забоя и плохая практика освоения скважин, следовало бы ожидать еще более ошибочного распределения данных. Несмотря на разброс данных на фиг. 91, они проявляют определенную тенденцию, указанную кривой.

Основным фактором, который может объяснить и, очевидно, объясняет низкие значения коэффициента продуктивности, является влияние связанной воды на проницаемость многих продуктивных пластов в Калифорнии. Многие из этих пластов обладают проницаемостью однофазной жидкости для воды ниже, чем для воздуха. Разница обусловлена реакцией глин и цементирующего вещества в породе на присутствие воды. В некоторых случаях было обнаружено, что проницаемость даже для соленой воды была меньше 1% проницаемости для воздуха. При таких условиях использование величины проницаемости, измеренной для воздуха, в формулах представляет фиктивное основание для сравнения с наблюденными данными для $C_п$. Специальные испытания над глинистыми песками в Калифорнии показывают, что колонки, содержащие пресную воду, обладают эффективной проницаемостью для нефти порядка $^1/_{10}$ проницаемости для воздуха. Поэтому можно считать, что бо́льшая часть расхождений с измеренными $C_п$ была бы исключена, если бы при сравнениях использовалась проницаемость для нефти в присутствии связанной или соленой воды. Если бы за абсолютную проницаемость была принята проницаемость для пластовой воды, а также были бы учтены насыщение свободным газом и влияние перфорации обсадных труб на приток, результаты могли быть иными.

Расхождение между идеализированными предположениями и наблюдаемыми коэффициентами продуктивности с понижением проницаемости также не имеет еще окончательного объяснения. Однако это расхождение можно объяснить, предположив, что относительное содержание глины или глинистого материала встречается больше в плотных, чем в несцементированных песках.

Калифорнийские данные (фиг. 91) выражают довольно определенное согласие между наблюденными коэффициентами продуктивности и проницаемостью для воздуха. Необходимо все же отметить, что это согласие чисто эмпирическое. Разобранные ранее наблюдения по другим нефтепромысловым районам показывают, что нельзя переносить корреляцию такого типа из

одного района в другой, где характер продуктивных пластов может сильно отличаться. Разумеется, если будет найдено, что калифорнийские данные удовлетворяют простой теоретической зависимости, с использованием соответствующей проницаемости для жидкостей, то общее основание для определения коэффициента продуктивности станет определенно возможным.

Наконец, необходимо остановиться на изменении коэффициентов продуктивности во времени. При течении в среде однофазной жидкости коэффициент продуктивности должен быть постоянной величиной для скважины. Этого можно ожидать в естественных продуктивных пластах, где насыщение нефтью и вязкость ее сохраняются постоянными. Это может иметь место в водонапорных системах, где пластовое давление поддерживается выше точки насыщения, или в пластах, дренирующихся за счет энергии газа, процессы которых стабилизировались в результате естественного или искусственного поддержания давления и сохранения насыщения. Когда «режим растворенного газа» играет значительную роль в механизме нефтеотдачи, коэффициент продуктивности падает с убыванием насыщения нефти газом и ростом ее вязкости, в результате выделения газа из раствора. В этом случае коэффициент продуктивности может снизиться даже в 10 раз в течение процесса истощения залежи.

Убывание коэффициента продуктивности отражает скорость и степень истощения части пласта, дренируемой соответствующей скважиной. Кроме этих медленных колебаний, наблюдаются быстрые переходы в связи с любыми изменениями в работе скважины: изменение давления или текущего дебита. Если коэффициенты продуктивности высчитываются из данных давления и отбора нефти, полученных в течение таких неустановившихся периодов, полученные величины также меняются со временем. Характер и длительность этих переходов зависят от предыдущей эксплуатации или состояния системы, непосредственно перед изменением режима работы скважины, характера изменения текущего дебита или давления на забое скважины, сжимаемости потока жидкости внутри породы и проницаемости пласта. Количественное истолкование этих переходов чрезвычайно затруднено. Для практического применения измерения коэффициент продуктивности следует проводить лишь после того, как условия в скважине установились и появилось по крайней мере некоторое подобие установившегося движения.

Однако существует один тип переходного состояния, который можно проанализировать в идеальных условиях для получения эквивалента установившегося коэффициента продуктивности. Это — нарастание давления в скважине после ее закрытия. Если в течение этого периода приток жидкости в скважине имеет характер предположительно установившегося однофазного течения, можно написать следующие уравнения:

$$Q = c\,(p_e - p);\quad c = \frac{\pi\, kh}{\mu\beta \lg r_e/r_c}, \tag{2}$$

где Q — текущий дебит, p_e — пластовое давление; p — мгновенное давление на забое скважины. Если при поступлении в скважину с площадью сечения ствола A жидкость имеет однородную плотность $\gamma_н$, то Q можно выразить как

$$Q = A\,\frac{\partial h}{\partial t} = \frac{A}{\gamma_н g}\,\frac{\partial p}{\partial t}\,, \tag{3}$$

где h — мгновенная высота столба жидкости в скважине[1], а g — ускорение силы тяжести. Из комбинации уравнений (2) и (3) следует, что

$$\left.\begin{aligned} p &= p_i + (p_e - p_i)\,(1 - e^{-\gamma_н g c t/A});\\ h &= h_i + (h_k - h_i)\,(1 - e^{-\gamma_н g c t/A}), \end{aligned}\right\} \tag{4}$$

где p_i, h_i — первоначальное давление на забое скважины и напор жидкости; p_e, h_k — те же значения в равновесном состоянии в закрытой скважине.

Переписав уравнение (4)

$$\lg\frac{p_e - p_i}{p - p_i} = \lg\frac{h_k - h_i}{h - h_i} = \frac{\gamma_н g c t}{A}\,, \tag{5}$$

видим, что полулогарифмическая зависимость давления или подъема жидкости и времени должна быть линейной. Если получить такую линейную зависимость, где наклон $\gamma_н gc/A$, можно подсчитать $C_п$. Из уравнения (2) видно, что $C_п$ — теоретический коэффициент продуктивности. Вследствие строгих ограничений справедливости уравнения (2) и (3) кривые нарастания давления от времени были мало использованы при определении коэффициентов продуктивности. В некоторых случаях, где условия были благоприятны[2], их применение дало результаты, сравнимые с полученными непосредственно по зависимости «дебит — перепад давления» или определенными по данным анализа кернов.

---

[1] Если течение однородно, то переходный процесс роста, или снижения давления, вызвавший определенные изменения в продуктивности скважины, можно подсчитать, учитывая сжимаемость пластовой жидкости. Однако промысловые измерения для определения полных переходных процессов и последующая обработка полученных данных гораздо более сложны, чем при использовании приближения к установившемуся состоянию. Испытания подобного рода были проведены лишь в нескольких случаях.

[2] Эта методика была использована для определения конечного равновесного давления p_e в фонтанирующих скважинах. Подобное применение имеет лишь эмпирическое значение ввиду сомнительной справедливости лежащих в основе указанной методики уравнений (2) и (3) для переходных состояний в фонтанных скважинах, где жидкость в трубах находится в аэризованном состоянии. Разработать обобщенную теорию для переходного нарастания давления в фонтанных скважинах с движением нефти и свободного газа в стволе скважины вполне возможно, но практическая ее применимость сомнительна, так как ее количественные характеристики зависели бы от распределения жидкостей в фонтанных трубах.

5.7. Приложение измерений коэффициента продуктивности. Несмотря на значительные трудности количественного истолкования отдельных определений коэффициента продуктивности, на практике они имеют большое значение. Если измерения в группе скважин на одном промысле были проведены в одинаковых условиях, то их относительные значения важны, так как они выражают относительные мощности и проницаемость участков пласта, дренируемых отдельными скважинами. Были опубликованы [1] обоснованные корреляции между начальным коэффициентом продуктивности и суммарной нефтеотдачей за период в $3^1/_2$ года для скважин на одном и том же промысле. Вычисление потенциальных свободных дебитов как произведения коэффициента продуктивности и пластового давления имеет практическое значение в известных нефтедобывающих районах. Эти потенциалы применялись штатными контрольными органами в формулах, определяющих допустимые отборы нефти в отдельных скважинах на промысле. Вычисление таких потенциалов делает ненужными испытания действительного дебита [2], которые по ряду причин были нежелательны или непрактичны.

Эти вычисленные потенциалы вряд ли согласовались бы с результатами действительных испытаний, если бы таковые были проведены, но их относительные величины могут отражать довольно близко сравнительную производительность.

Коэффициент продуктивности дает средство для оценки результатов химической обработки скважин или ремонтных работ. Сравнение коэффициента продуктивности до и после обработки является лучшим критерием для выявления эффекта проведенной работы, чем абсолютные дебиты нефти при постоянном диаметре штуцера или иных произвольно выбранных условиях. До того, как замеры коэффициента продуктивности вошли в практику, результат обработки кислотой забоев глубиннонасосных скважин часто недооценивался, так как текущий дебит после обработки ограничивался производительностью насоса. Между тем замер коэффициента продуктивности указал бы на возросшую эксплуатационную производительность и необходимость смены диаметра насоса. Коэффициент продуктивности представляет собой физически важный критерий эксплуатационной производительности пласта и отражает параметры теоретических формул (параграф 5.5) в значительно большей степени, чем непосредственные измерения проницаемости на кернах. За исключением осложнений, связанных с течением многофазной жидкости и влиянием неустановившегося состояния, коэффициент про-

---

[1] На старых промыслах были установлены приближенные статистические корреляции между суммарной нефтеотдачей и начальными свободными дебитами.

[2] Испытания на свободный дебит представляют сомнительное физическое значение, так как максимальные производительности скважин могут быть ограничены скорее размерами фонтанных труб и насосного оборудования, чем продуктивностью пласта.

дуктивности является интегральной равнодействующей по большой массе пласта, в то время как керн представляет бесконечно малый образец породы, дренируемой через скважину. Однако коэффициент продуктивности осредняет данные притока по вертикали и всей площади пласта, поэтому не дает сведений об изменениях, происходящих в продуктивной зоне по вертикали.

Длительные изменения коэффициента продуктивности отражают общие изменения в состоянии и характере пластовых жидкостей. При условии, что в скважине не произошла закупорка забоя или затопление продуктивного горизонта водой, падение коэффициента продуктивности в месторождениях с «режимом растворенного газа» можно увязать с падением пластового давления (ростом вязкости нефти) и насыщения нефтью (уменьшение проницаемости для нефти). Хотя промысловые данные еще не установили количественной зависимости этого вида, но на практике часто наблюдается качественная связь между истощением пласта и убывающим коэффициентом продуктивности[1]. Замеры коэффициента продуктивности вместе с наблюдениями над газовым фактором имеют значение для объяснения ненормальностей в работе скважины на пластах с «режимом растворенного газа». Газовый фактор и коэффициент продуктивности в основном зависят от насыщения коллектора нефтью, с учетом пластового давления, вязкости нефти, растворимости газа и насыщения водой.

Так, при помощи уравнения 5.2 (5) можно подсчитать соотношение эффективной проницаемости для газа и нефти из замера газового фактора. Это относится непосредственно к условиям у забоя скважины. Но если дебит скважины и перепад давления малы, можно рассматривать вычисленное $k_г/k_н$ как приближение к среднему значению для коллектора, дренируемого скважиной. То же объяснение приложимо к относительной проницаемости для нефти $k_н/k$, подсчитанной при помощи уравнения 5.2 (7) или 5.5 (3) из замера коэффициента продуктивности; $k_н/k$ и $k_г/k_н$ выражают определенные значения насыщения нефтью, если известно насыщение пласта водой. Если нефтенасыщения совершенно неустойчивы, можно сделать вывод о влиянии внешних факторов на коэффициент продуктивности, или газовый фактор. Если нефтенасыщение, определяемое газовым фактором, намного выше, чем полученное из коэффициента продуктивности, необходимо рассмотреть возможность местной закупорки призабойной зоны скважины. Если газовый фактор указывает на более низкое насыщение пласта нефтью, чем коэффициент продуктивности, причина этого может заключаться

---

[1] Наблюдалось, что в области, где пластовое давление поддерживается нагнетанием воды выше точки насыщения, коэффициент продуктивности остается существенно постоянным. Одновременно в скважинах на этой площади, где давления упали ниже точки насыщения, коэффициент продуктивности снизился в 5—10 раз. Возможно, что это снижение в некоторой степени обусловлено образованием водонефтяного притока.

в поступлении свободного газа из газовой шапки или газонасыщенного песка, который не изолирован от забоя скважины.

Вследствие неточности значений абсолютных величин указанных факторов такой анализ данных по скважинам редко осуществляется. В виде исключения можно пользоваться данными по газовому фактору или коэффициенту продуктивности, полученными в разное время, а также сравнить изменения газового фактора с изменениями коэффициента продуктивности. Например, устойчивый газовый фактор при убывающем коэффициенте продуктивности указывает на образование пробки у забоя скважины. Если величина газового фактора заметно увеличилась без соответствующего большого снижения коэффициента продуктивности, можно предположить, что имеется поступление в скважину внешнего свободного газа. Это предположение возникает также, если газовый фактор заметно меняется при колебаниях текущего дебита, а коэффициент продуктивности остается в основном постоянным.

Аналогичные соображения можно применить к истолкованию источника прорыва воды в скважину. Быстрый рост отбора воды должен повлечь за собой снижение коэффициента продуктивности, если только вода поступает в скважину по слоям внутри нефтяного горизонта. Если коэффициент продуктивности сохраняется при повышении отбора воды, можно сделать вывод, что последняя притекает из совершенно независимых пластов или прорвалась сквозь слои нефтяного горизонта, которые до того не принимали значительного участия в нефтеотдаче.

Все эти объяснения режима скважины должны рассматриваться как руководство для более подробного исследования, но не как доказательство соответствующего механизма нефтеотдачи. Невозможно дать удовлетворительные количественные выводы из отдельных замеров коэффициента продуктивности или газового фактора, если отсутствуют полные данные о зависимостях «проницаемость — насыщение» для исследуемых продуктивных пластов. Необходимо также иметь более удовлетворительную физическую основу для оценки определений коэффициента продуктивности в многофазных системах. Однако это ограничение не обесценивает практического значения сравнительных, качественных и даже полуколичественных применений, разобранных в настоящем параграфе.

5.8. Заключение. Вследствие исключительной сложности гидродинамических уравнений для описания течения многофазной жидкости до сих пор еще не разработаны удовлетворительные решения систем, меняющихся во времени. Для получения некоторого представления о количественном смысле этих уравнений приходится прибегать к приближению и принимать установившиеся состояния для течения многофазной жидкости.

Установившиеся состояния описывают поведение быстро меняющихся систем и местных переходных состояний в сква-

жине неправильно, но они могут служить основанием для приближения к условиям течения, когда изменения протекают очень медленно; например, когда они связаны с изменением давления и содержания жидкости в пласте в целом, в результате нормальных процессов разработки и эксплуатации.

Для систем с простой геометрией уравнения установившегося состояния можно формально интегрировать. Однако их детальные решения могут быть получены лишь путем громоздких численных или графических процедур. Они требуют знания термодинамических свойств жидкостей и зависимости «проницаемость — насыщение» в интересующем нас пласте. Первые материалы можно легко получить из анализа нефти и газа, взятых с забоя скважины или их моделированием на поверхности. Что же касается последних зависимостей, то сведения о них очень скудны. Были опубликованы данные для трехфазной системы лишь по ряду несцементированных песков. Следовательно, численные примеры систем установившегося движения, приведенные в этой главе, должны рассматриваться только как имеющие иллюстративное значение. Но качественные характеристики полученных результатов должны применяться также и к плотным продуктивным пластам в виду тождественности кривых «проницаемость — насыщение» для двухфазного течения и для всех типов до сих пор изученных пористых сред.

Основным выводом из интегрирования уравнений установившегося состояния является описание газонефтяного и водонефтяного факторов для исследуемых фаз [уравнения 5.1(3) и 5.1(4)] функциями соотношения давлений и проницаемости. Эти факторы могут быть использованы непосредственно как постоянные параметры строго установившихся систем; они должны также применяться местно, при переходных условиях, когда несколько фаз движутся одновременно. Они прямо пропорциональны соответствующим соотношениям проницаемости, которые в свою очередь определяются насыщениями жидкостей.

Без численного интегрирования формальные интегралы уравнений движения для установившегося течения [уравнения 5.1(6) и 5.2(2)] показывают, что текущие дебиты не строго пропорциональны перепаду давления, но уменьшаются с увеличением перепада давления. Распределение давления в линейных системах меняется нелинейно с расстоянием по направлению течения [уравнение 5.1(5)]. В радиальных системах давление меняется не строго линейно с логарифмом радиального расстояния [5.2(1)].

Текущие дебиты при установившемся течении в системах многофазной жидкости в общем ниже, чем при течении однофазной жидкости в той же пористой среде. Они уменьшаются с ростом газового фактора (фиг. 84) или водонефтяного фактора. Для неизменных факторов R и $R_в$ и перепада давления текущие дебиты уменьшаются с падением пластового давления.

Насыщение нефтью в системах, дающих газ и нефть, но с неподвижной водной фазой, непрерывно уменьшается с приближе-

нием к поверхности стока (фиг. 85). Однако большая часть спада в насыщении концентрируется в непосредственной близости от поверхности стока. То же самое относится и к проницаемости для нефтяной фазы. Но если в системе отсутствует свободный газ, то установившееся течение нефти и воды имеет характер однофазной жидкости, за исключением того, что текущие дебиты определяются эффективными проницаемостями для соответствующих фаз [уравнение 5.3(3)].

Распределение жидкостей носит однородный характер и определяется водонефтяным фактором.

Если бы все три жидкости текли одновременно, определение поведения каждой фазы было бы значительно сложнее, хотя метод вычисления в основном аналогичен течению смеси газ — жидкость. Значения газового и водонефтяного фактора быстро увеличиваются с уменьшением насыщения нефтью, если в пласте имеется достаточно высокое содержание воды, чтобы придать последней подвижность. При приближении к забою скважины насыщение среды свободным газом в общем увеличивается. Возросшее насыщение газом вызвано в основном падением насыщения нефтью, а частично снижением водонасыщенности.

В практической оценке эксплуатационных характеристик отдельных нефтяных скважин рассматривается обычно текущий дебит на единицу падения давления (коэффициент продуктивности). Теоретически его можно выразить членами, определяющими свойства жидкостей (вязкость нефти и коэффициент пластового объема жидкости), радиусы скважины и внешнего контура, мощность горизонта и проницаемость для нефти [уравнение 5.5(2)]. Однако такая формулировка применима непосредственно только к установившемуся течению, для которого приток в действительных скважинах может быть в лучшем случае приближением. Вследствие неоднородного характера течения проницаемость для нефтяной фазы чувствительна к величине газового фактора и испытывает влияние перепада давления, а также абсолютной величины его. В дополнение к этому вязкость и коэффициент пластового объема жидкости также проявляют колебания с изменением давления. Поэтому коэффициент продуктивности не может служить абсолютной постоянной продуктивной системы, и его численное значение должно зависеть от условий измерения. Один способ сделать определение его более точным состоит в том, чтобы выразить коэффициент продуктивности как предельное значение текущего дебита на единицу падения давления, когда последнее становится равным нулю [уравнение 5.5(3)]. На основе такого определения можно высчитать значение коэффициента продуктивности для различных условий течения, если известны свойства жидкостей и породы. Примерные вычисления показывают, что благодаря многофазному характеру течения его можно получить из эквивалентного значения при течении однофазной жидкости делением на число порядка 5.

Определение коэффициента продуктивности представляет широко распространенную промысловую практику, но действительные промысловые измерения часто поддаются с трудом подробному объяснению. При идеальных условиях течения ненасыщенной нефти и в основном постоянных газовых факторах коэффициент продуктивности по существу не зависит от текущего дебита или перепада давления. Однако он проявляет часто тенденцию к росту или снижению с увеличением текущего дебита. В некоторых месторождениях было обнаружено хорошее согласие в пределах от 2 до 5 раз абсолютных величин коэффициента продуктивности с величинами его, которые можно ожидать из данных о проницаемости продуктивного пласта, определенной путем анализа кернов.

Однако большая часть промысловых данных из Калифорнии показала значения коэффициента продуктивности намного ниже определенных по проницаемости для воздуха (фиг. 91). Расхождения (в среднем в 31 раз) слишком велики, чтобы их можно было объяснить многофазным характером течения. Причина, видимо, заключается в большом снижении проницаемости физической и эффективной, вызванном реакцией между связанной водой и цементирующим глинистым материалом, столь обычным в продуктивных песчаниках Калифорнии. Если количественное значение абсолютной величины коэффициента продуктивности и может быть в отдельных случаях сомнительным для практических целей, все же эти данные имеют широкое применение. Их относительные значения для скважин на одном и том же промысле дают хороший критерий по сравнению проницаемостей и мощностей продуктивных горизонтов и площадей, дренируемых отдельными скважинами. Если помножить коэффициенты продуктивности на пластовые давления, они будут выражать исчисленные «потенциалы свободного дебита», которые использовались ранее при распределении допустимых эксплуатационных отборов.

Сравнением коэффициента продуктивности до и после ремонта скважины или обработки ее кислотой можно лучше оценить эффективность проделанных операций. Снижение коэффициента продуктивности в процессе разработки отражает общее состояние истощения пласта. Такое снижение должно итти параллельно с ростом газового и водонефтяного факторов. Если оно оказывается более быстрым, чем можно ожидать из полученных соотношений, следует предположить образование пробки на забое скважины. Но если подъем факторов R и $R_в$ не вызывает соответствующего падения коэффициента продуктивности, необходимо исследовать возможное поступление в скважину газа или воды извне. Разумеется, при всех обстоятельствах коэффициент продуктивности должен измеряться лишь после того, как скважина стабилизировалась для каждого текущего дебита и установилось некоторое приближение к установившемуся состоянию.

ГЛАВА 6

ОБЩАЯ МЕХАНИКА ПЛАСТА

6.1. Виды пластовой энергии и механизм нефтеотдачи. Общий режим нефтеносных подземных резервуаров определяется в значительной степени характером энергии, необходимой для перемещения нефти к забою скважин, и способом ее использования в процессе нефтедобычи. Эти контролирующие факторы определяются в свою очередь множеством других переменных, например, структурными условиями пласта, характером нефти, растворимостью газа в нефти, пропускной способностью породы, подвижностью воды в прилегающих пластах, если они только имеются, скоростью отбора нефти, газа и воды. На практике не часто встречаются условия, когда можно описать нефтяной пласт на протяжении всего процесса его разработки при помощи какого-либо одного резко очерченного типа механизма нефтеотдачи. Вместе с тем установление подобных механизмов необходимо для классификации основных факторов, влияющих отдельно или в комбинации на режим изучаемого пласта.

Основными типами энергии, участвующей в нефтеотдаче, являются: 1) сжимаемость нефти и воды внутри продуктивного слоя породы коллектора; 2) гравитационная энергия нефти в верхних слоях пласта по сравнению с энергией на его погружении; 3) упругость сжатого и растворенного газа в нефти (а также в воде) внутри продуктивного слоя или зонах свободного газа, лежащих поверх горизонта, насыщенного нефтью; 4) упругое сжатие воды в пластах, сообщающихся с нефтяным резервуаром.

Освобождение этих видов энергии осуществляется в результате эксплуатации пробуренных скважин; энергия расходуется на действие сил или давлений в направлении областей с более низкими содержаниями энергии или давления. Эти силы необходимы для преодоления сопротивления породы течению жидкостей, перемещающихся к эксплуатационным скважинам. Работа, проделываемая этими силами, объясняет потерю энергии внутри пласта между начальным и конечным состояниями (у забоя скважины) жидкостей, участвующих в процессе нефтеотдачи. Энергия сжатия нефти и воды внутри пласта проявляется в упругом расширении этих жидкостей, рассеянии давления, удержи-

вающего жидкость в сжатом состоянии, и течения расширяющегося объема в скважины или выходы пласта с пониженным давлением. Гравитационная энергия действует массовой силой тяжести на различные фазы жидкости пропорционально их плотности, стремясь переместить их на более низкие уровни горизонта, а оттуда в работающие скважины. Различное действие сил тяжести на газовую и жидкие фазы вызывает относительную остаточную силу, направленную вверх, или «пловучесть» газовой фазы, а также стремление к разделению пластовых углеводородных жидкостей на две фазы.

Энергия газа, растворенного в нефти, проявляется в том, что газ освобождается из раствора и расширяется на месте, или переходит в области с пониженным давлением, окружающие эксплуатационные скважины. Вследствие расширения объема газовой фазы этот процесс приводит непосредственно к выталкиванию равноценного объема нефти, которая течет сквозь породу к скважинам, сопровождая движущийся газ. Наконец, энергия сжатия воды в примыкающих пластах используется для перемещения нефти к скважине подобно упругой энергии самой нефти. Расширившийся объем жидкостей, самой воды или газа, выделившегося из воды в водяном резервуаре, переходит в нефтяной пласт и вытесняет оттуда соответствующий объем нефти.

Кроме перечисленных видов энергии, регулирующих режим работы подземного резервуара, необходимо отметить для полноты еще два вида ее. Первый вид — это дифференциальная энергия внутренних поверхностей пористой среды для различных жидких фаз. При благоприятных условиях она может вызвать течение и изменение распределения жидкостей между различными областями коллектора даже в условиях, когда другие виды энергии не принимают активного участия в этом процессе. Например, если малопроницаемая плотная часть породы с высоким нефтенасыщением переходит в область с крупнозернистой структурой, но с высокой водонасыщенностью, то у воды обычно наблюдается тенденция перетекать в менее проницаемую породу независимо от действия гравитационных сил и давления. В этом случае предполагается, что порода смачивается предпочтительно водой. В большинстве практических задач нефтедобычи преобладают силы тяжести и давления. Однако в особых условиях, например, при длительных периодах консерваций скважин, а также во время установления первоначального распределения жидкостей в пласте до его разработки капиллярные силы и поверхностная энергия могут иметь известное значение (параграф 4.9).

Наконец источником энергии, который в принципе может играть некоторую роль в нефтеотдаче, является упругое сжатие самой породы. После снижения пластового давления непосредственное изменение объема порового пространства или пористой среды, вызванное перераспределением зернистой структуры, в результате оседания или стабилизации залегающей поверх нефтяного пласта толщи пород накладывается на проявление других

видов энергии. Однако не будем здесь рассматривать отдельно этого явления, так как нет доказательств в пользу его значимости в большей части естественных нефтеносных подземных резервуаров. Для пластов же с режимом вытеснения нефти водой влияние сжатия пород, если оно и наблюдается, можно формально объединить с эффектом, обусловленным сжимаемостью воды.

Среди перечисленных выше четырех основных источников энергии первый источник определенно мало важен. Сжимаемость самой нефти недостаточно велика, чтобы объяснить ею большую часть общей нефтеотдачи, получаемой на промыслах. Так, сжимаемость сырых пластовых нефтей составляет обычно величину порядка $1{,}5 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат*. Отсюда, если нефть даже недонасыщена газом при 70 *ат*, она расширится лишь на 1%, пока не достигнет точки насыщения. Сжимаемость воды (порядка $4{,}5 \cdot 10^{-5}$ на 1 *ат*) обусловливает еще меньший процент расширения связанной воды в нефтяном горизонте, если он также не насыщен газом полностью. Упругое расширение нефти и воды может явиться главным источником притока жидкостей в скважины на раннем этапе разработки месторождений с активной контурной водой. Однако закрытые пласты не представляли бы, очевидно, промышленной ценности, если бы нефтеотдача была обусловлена в них простым расширением содержащихся в пластах жидких фаз.

Если пластовая нефть первоначально не насыщена полностью газом, но содержит все же достаточное количество его для работы по выталкиванию нефти, при заметном снижении пластового давления, то залежь подвергнется процессу расширения жидкой фазы при нефтеотдаче, который необходимо учесть при рассмотрении общего режима разработки месторождения. Этот период отбора нефти характеризуется быстрым спадом пластового давления, но при нем может произойти основное замещение отобранной пластовой жидкости, если пласт на своих контурах имеет массу подвижной воды. По сравнению с ролью газа, растворенного в большинстве пластовых нефтей, или упругостью сжатой воды в примыкающих водяных пластах энергия расширения жидких фаз внутри нефтенасыщенной породы имеет с точки зрения нефтеотдачи второстепенное значение.

Сила тяжести всегда присутствует в подземных резервуарах, насыщенных жидкостями. Под ее влиянием наблюдается стремление к разделению по удельным весам между газовой и жидкой фазами, а также между нефтяной и водной фазами. Это распределение по удельным весам особенно характерно для возникновения «газовых шапок» или зон с относительно высоким газонасыщением на структурных гребнях нефтенасыщенного горизонта. Под действием силы тяжести может иметь место длительный приток нефти к эксплуатационным скважинам даже после того, как все давление растворенного газа в пласте истощилось. Образование газовой шапки в процессе эксплуатации является

обычным в пластах, работающих на режиме «растворенного газа» при заметном структурном рельефе и при умеренных режимах отбора нефти. Однако сила тяжести является второстепенным фактором в непосредственном механизме нефтеотдачи до тех пор, пока перепады давления по всему горизонту превышают эквивалентный напор нефтяного столба высотой, равной мощности нефтяного слоя.

Гравитационное дренирование имеет значение главным образом в условиях, где энергия, связанная с давлением жидкостей, сильно истощена, а продуктивный пласт имеет достаточную мощность и проницаемость, чтобы поддерживать текущие дебиты, обеспечивающие непрерывную насосную эксплуатацию. Действие силы тяжести, выражающееся в гравитационном разделении газа от нефти в пласте при расширении газовой шапки и в сопутствующем стекании нефти вниз по падению пласта, может иметь большое значение, так как определяет гораздо бóльшую нефтеотдачу, чем при «режиме растворенного газа».

Во всех известных месторождениях пластовые нефти содержат растворенный газ. Во многих пластах имеется больше газа, чем это может содержаться в растворенном состоянии в нефти даже при начальном пластовом давлении. Тогда избыток газа залегает поверх нефтенасыщенного горизонта, в газовой шапке или зоне свободного газа. В ряде нефтеносных пластов нефть просто насыщена газом без образования газовой шапки. И, наконец, имеется много пластов, которые насыщены газом не полностью и в различной степени. В некоторых случаях давление точки насыщения может равняться, например, 7 *ат*, даже если первоначальное пластовое давление превышает 70 *ат*. В таких условиях энергия растворенного газа не проявляется до тех пор, пока пластовое давление не упадет до точки насыщения.

Количество энергии в фазе свободного газа, заключенного в нефтяном пласте, пропорционально его объему, приведенному к обычным условиям, и логарифму давления. Если нефть недонасыщена газом на несколько десятков атмосфер, все же в пласте имеется достаточно энергии для вытеснения нефти [1]. Однако сильный рост усадки нефти, связанный с возросшим количеством выделяющегося газа из раствора, может привести к заниженным количествам добытой нефти, приведенной к поверхностным условиям, по сравнению с условиями, когда нефть содержит относительно меньшие объемы растворенного газа.

Приведенный разбор показывает, что подземный резервуар с «газовым режимом» представляет пласт, в котором главный

---

[1] Для получения неисчезающего равновесного насыщения газом и соответствующего вытеснения нефти из пористой среды достаточна растворимость газа, равная 0,2 $м^3/м^3$, при условии, что газ освобождается из раствора в основном при атмосферном давлении. Однако с практической точки зрения нефть, вытесненную таким образом, нельзя получить в промышленно выгодных количествах.

источник энергии, требуемой для создания течения нефти по направлению к эксплуатационным скважинам, связан с газом, растворенным в нефти, или скопившимся в зоне свободного газа, которая может залегать поверх слоя, насыщенного нефтью. Если в начальной стадии разработки в пласте нет газовой шапки, то механизм нефтеотдачи носит название «режима растворенного газа». Если же пласт содержит газовую шапку значительной величины, а нефтеотдача регулируется так, что газовая шапка расширяется, но без непосредственного рассеяния газа из последней, то механизм нефтеотдачи часто носит название «режим расширения газовой шапки» (или «газонапорного»). Чтобы получить значительную разницу в режиме работы пласта и нефтеотдаче, необходимо, однако, чтобы расширение газовой шапки сопровождалось активным проявлением силы тяжести, соответствующей стеканию нефти вниз по падению пласта.

Имеются промышленные нефтяные месторождения, которые изолированы от взаимодействия с водоносными слоями. Однако большая часть разрабатываемых месторождений ограничена водоносными пластами и представляет с ними единую гидрологическую систему. Наличие законтурных водяных зон обычно устанавливается бурением специальных скважин, которые оконтуривают площадь нефтеносности. Если нефтеносный пласт имеет крутое падение, то плоскость контакта нефти с массой воды имеет ограниченные размеры; залежь имеет «контуры краевой воды» и соответствующий напор, который является основным фактором вытеснения нефти из пласта. Для пологопадающих пластов плоскость контакта воды и нефти может залегать под значительной частью нефтяного горизонта. Тогда соответствующее количество эксплуатационных скважин может испытывать напор «подошвенной» воды при условии, что вода подвижна и затопляет нефтяной пласт с достаточной скоростью, чтобы заместить отбор нефти.

В любых случаях водяной пласт содержит энергию упругого сжатия воды, которая освобождается при снижении давления в нефтеносном пласте, в результате отбора жидкости из него через эксплуатационные скважины. Вследствие меньшей сжимаемости воды расширение ее объема при снижении давления меньше, чем у нефти. Однако общая площадь водяной части пластов часто намного превышает площадь нефтяной залежи, которую они окаймляют так, что, несмотря на меньшую сжимаемость воды, общие объемы расширения ее могут превышать весь первоначальный объем пластовой нефти. Бóльшая часть известных нефтяных месторождений имеет площади меньше 25 $км^2$, водяные же системы площадью свыше 2500 $км^2$ не являются редкостью. Кроме того, в некоторых водяных пластах падение давления может сопровождаться выделением газа аналогично явлениям, происходящим в нефтяной зоне, что может вызвать бóльшую эффективную сжимаемость, чем сжимаемость нефти в точке насыщения.

Расширение объема жидкости в водяном пласте в результате падения пластового давления сопровождается внедрением воды в прилежащую нефтяную залежь; при этом система может пополниться поверхностными водами через обнаженные выходы пластов на дневную поверхность. Однако участие поверхностных вод в процессе вытеснения нефти очень мало по сравнению с расширением объема первоначального содержания воды в водяных пластах и им можно свободно пренебречь.

6.2. Общие характеристики режима нефтеносных пластов. «Режим» работы нефтяного пласта представляет сложный процесс изменения различных физических параметров, описывающих его настоящее и прошлое поведение. Основной переменной, определяющей состояние пласта, является время с начала его промышленной разработки или значение суммарной нефтеотдачи. Последнее обычно имеет более существенную ценность для месторождений с газовой энергией, хотя временный масштаб представляет часто более удобное основание для анализа. Для месторождений с гидравлической энергией переменная времени полностью входит в описание кратковременных переходных состояний и общего неустановившегося режима работы пласта. Однако для некоторых целей имеет смысл использовать суммарную нефтеотдачу, определяющую состояние истощения пласта, даже в месторождениях с гидравлической энергией.

Характеристики пласта, изменения которых с суммарной нефтеотдачей или временем составляют описание его «режима», следующие: давление, величина газового фактора, отбор воды, движение водонефтяного контакта, образование или расширение газовых шапок. Длительное изменение текущих дебитов или эксплуатационной производительности пласта также представляет важную составляющую общего процесса нефтедобычи.

Кроме давлений, газовых факторов и добычи воды по пласту в целом, на механизм нефтеотдачи проливает свет распределение этих данных по отдельным скважинам на всей площади нефтеносного пласта. Эти данные удобнее всего изображать в виде изогипс, нанесенных на карту месторождения (промысла) в разное время или через определенные интервалы суммарной нефтеотдачи, на протяжении всей разработки пласта.

С физической точки зрения не требуется доказательств, что среднее пластовое давление должно убывать от своего первоначального значения, когда происходит отбор нефти или газа из пласта. Отобранные нефть и газ должны быть замещены соответствующими объемами жидкости, что может происходить следующим образом: 1) в результате расширения остаточной нефти или воды внутри нефтяного пласта, 2) образованием фазы свободного газа, 3) вследствие расширения существующей фазы свободного газа, 4) внедрением воды в нефтяную зону извне [1].

[1] Сжатие пласта также представляет одну из возможностей. Это явление тоже требует падения давления в пласте.

Любой из этих процессов, либо несколько в сочетании могут создать замещение отобранного объема нефти или газа. Но все они требуют снижения пластового давления от начальной величины.

Важными свойствами падения пластового давления являются его величина, реакция на скорость нефтеотдачи и характер его изменения по отношению к суммарной нефтеотдаче. Реакция пластового давления на длительность нефтеотдачи или изменение скорости отбора дают, вообще говоря, лучшие указания на механизм нефтеотдачи.

Следует подчеркнуть, что механизм нефтеотдачи или «режима» не является свойством, присущим пласту. Если пласт полностью изолирован сбросами или выклиниванием проницаемых зон от сообщения с водоносными пластами, то естественный процесс нефтеотдачи в нем может происходить лишь за счет энергии растворенного газа или расширяющейся газовой шапки. Если продуктивный пласт представлен известняком, кавернозным или трещиноватым, насыщенным в контакте с нефтью активной водой, то естественные характеристики его режима аналогичны любым месторождениям с гидравлической энергией.

Однако большинство нефтеносных песчаников и некавернозных известняков или доломитов сообщаются с прилегающими водоносными пластами, обладающими ограниченными способностями перетока воды в нефтяной горизонт. В какой степени вода при своем поступлении в нефтяной пласт замещает полностью отбираемый объем нефти и газа и задерживает падение пластового давления, — зависит от темпов отбора нефти и газа. Эти темпы и определяют собой механизм нефтеотдачи: вытеснение водой или истощение газа. Так как темпы отбора могут меняться, то меняется после соответствующих задержек и механизм нефтеотдачи. Следовательно, один и тот же пласт может отдавать нефть либо за счет расходования газа, либо за счет внедрения воды, либо за счет сочетания этих механизмов в различные периоды разработки месторождения и в зависимости от того, как разрабатывалось месторождение. Классификация механизмов нефтеотдачи по существу произвольна. Установлены только предельные типы механизмов нефтеотдачи — с истощением растворенного газа или с полным замещением нефти водой, которые резко отличаются по своим характеристикам. Промежуточные и широко встречающиеся механизмы с «частичным» вытеснением нефти водой, а также с расширением газовой шапки классифицируются различно, их определения точно еще не установлены.

Различие режима работы пластов в процессе их разработки основывается на разнице действующих механизмов нефтеотдачи. Частичное вытеснение нефти водой связано с внедрением в пласт воды и приводит часто к суммарной нефтеотдаче, аналогичной нефтеотдаче при процессе полного замещения нефти водой. Отсюда его можно рассматривать, как особый случай «водона-

порного» режима. Расширение газовой шапки при полной своей эффективности связано с механизмом дренирования нефтяного пласта под влиянием силы тяжести, и этот процесс следует рассматривать, как третий основной режим работы эксплуатационной системы с точки зрения суммарной нефтеотдачи.

Основным критерием классификации поведения пласта является механизм, определяющий непосредственно текущий режим работы пласта, а не конечная нефтеотдача. Общая цель разработки нефтяного месторождения — это получение максимальной нефтедобычи при минимальной стоимости нефти. Суммарная нефтеотдача представляет лишь интегральную равнодействующую всего процесса разработки залежи; она не может быть установлена заранее независимо от режима работы пласта. Абсолютная величина суммарной нефтедобычи для каждого механизма нефтеотдачи может охватить интервал, перекрывающий максимум отдачи, получаемой при иных механизмах работы пластов. Данные по добыче, давлению, величине газового фактора, собранные за время существования разработки месторождения, скорее отражают текущие местные процессы перемещения нефти на продуктивной площади, чем такие факторы, как вторжение краевой воды или дренирование под силой тяжести, которые в конечном счете определяют абсолютную нефтеотдачу.

В свете этих рассуждений системы с неполным проявлением гидравлической энергии обобщаются здесь с системами, работающими за счет расхода газовой энергии. Динамика поступления воды в них определяется характеристикой пласта — источника питания водой, как и в случаях чисто «водонапорного» режима. Однако часть отбираемых в процессе эксплуатации жидкостей замещается выделяющимся газом. Поэтому непосредственный механизм вытеснения нефти на продуктивной площади управляется процессом выделения газа из раствора и его расширением. Общий режим работы пласта регулируется механизмом «истощения» газовой энергии, который видоизменяется вследствие наличия поступления воды. В связи с этим появляются новые характеристики, например, сокращение продуктивной площади, перераспределение насыщения продуктивного пласта, неустойчивость дебита. Тем не менее количественная характеристика режима работы пласта в целом будет точнее, если рассматривать в качестве основного механизма нефтеотдачи на площади — механизм расходования энергии растворенного в нефти газа.

Это явление несколько напоминает работу пласта при расширении газовой шапки. Процесс дренирования под действием силы тяжести в идеальных условиях может привести к гораздо большей нефтеотдаче, чем это наблюдается обычно при режиме «растворенного газа». В крайнем случае, когда вследствие поддержания давления выделение газа в нефтяной зоне прекращается, и отбор нефти компенсируется непосредственно и полностью стоком нефти вниз по структуре, пласт, работающий при

расширении газовой шапки, представляет отличный тип эксплуатационной системы, хотя она во многих отношениях напоминает механизм полного замещения нефти водой. В огромном большинстве естественных резервуаров такие условия не возникают. Дренирование нефти вниз по структуре лишь дополняет замещение отбора жидкости выделяющимся из раствора газом. Пластовые давления убывают, и продуктивная площадь, залегающая ниже газовой шапки, проявляет основные свойства, связанные с энергией растворенного газа. Сочетание дренирования под действием силы тяжести и связанного с ним расширения газовой шапки весьма заметно может видоизменить процесс истощения энергии растворенного газа в залежи. Эти видоизменения явились причиной особого рассмотрения подземных резервуаров такого типа.

Механизм «истощения» растворенного газа составляет физическую основу истолкования и предсказания общего поведения пластов в течение всего периода разработки залежи. В дальнейшем подземные резервуары, работающие при расширении газовой шапки, будут рассматриваться как особый тип или обобщение основных систем с растворенным газом. Однако при рассмотрении коэффициентов нефтеотдачи и суммарной нефтеотдачи следует учитывать особые возможности механизма дренирования под действием силы тяжести, в связи с чем пласты, работающие при расширении газовой шапки, рассматриваются отдельно.

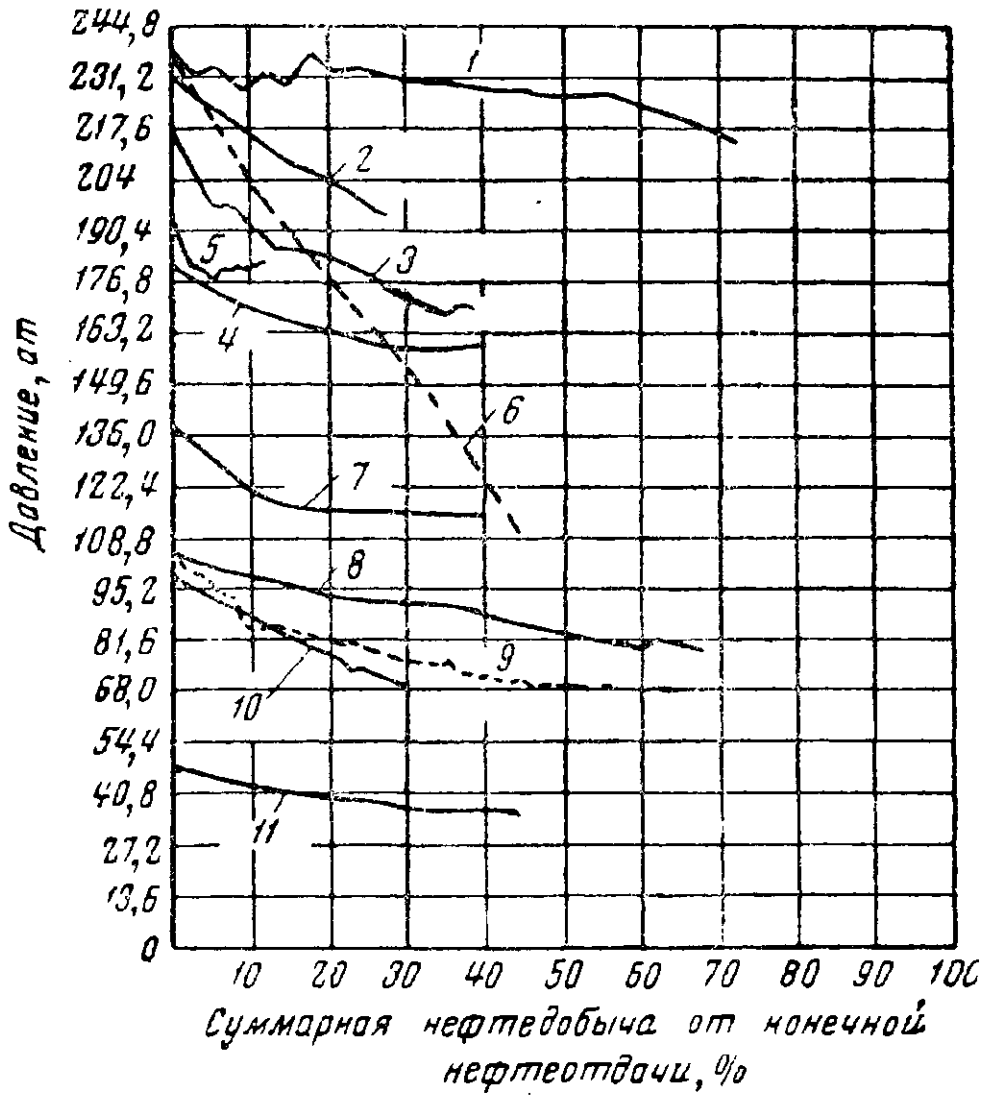
6.3. Энергия воды. Термин «полное замещение водой» употребляется в настоящей работе для обозначения механизма нефтеотдачи, при котором скорость притока воды в нефтяную залежь по существу равна скорости объемного отбора чистой нефти и газа. Эта формулировка не означает прекращения дальнейшего падения пластового давления, если установилось объемное равенство между скоростями отбора нефти и газа и внедрения воды. Наоборот, давление может падать на протяжении всего процесса разработки залежи, даже если объемная скорость поступления воды все время равна объемным отборам углеводородных жидкостей из пласта. Причина этого явления заключается в том, что для сохранения скорости притока, вызванного расширением воды в водоносной зоне, и равной скорости отбора пластовой жидкости из продуктивного пласта давление на водонефтяном контакте должно снизиться. При таком снижении давления жидкости внутри нефтяного пласта также расширяются и обеспечивают замещение отбора. Однако на протяжении всего процесса [1] разработки расширение пластовой жидкости по сравнению с непосредственным поступлением воды в продуктивный пласт обычно настолько мало, что вся система

---

[1] В начале разработки расширение пластовых жидкостей в пластах с нефтью, недонасыщенной газом, обычно компенсирует отбор.

может быть описана как работающая в условиях полного замещения нефти водой.

Механизм вытеснения водой обычно ведет к медленному спаду пластового давления с ростом суммарной нефтеотдачи после первоначального быстрого падения, необходимого для установления градиентов давления, вызывающих поступление воды в продуктивную зону. Стабилизация давления при постоянстве текущих дебитов является определенным доказательством режима полного замещения нефти водой. Если среднее пластовое давление повышается с понижением темпа отбора нефти или временным закрытием месторождения, то можно установить скорость поступления воды в продуктивный пласт. Когда внедрение воды является основой механизма нефтеотдачи, давление пласта становится чувствительным к изменению темпа отбора нефти. Но когда темп отбора нефти из пласта непрерывно возрастает, механизм вытеснения водой в конечном счете перестает действовать. Падение пластового давления вызывает механизм нефтеотдачи, связанный с выделением газа из раствора. Типичные кривые падения давления для нескольких пластов, которые работали в условиях полного замещения нефти водой, приведены на фиг. 92.



Фиг. 92. Кривые зависимости суммарной нефтедобычи от давления для различных месторождений, которые, исключая песчаник Шюлер-Джонс, работали на режиме полного вытеснения нефти водой.

1 — Шюлер (Рейнольдо); *2* — Магнолия; *3* — Бёкнер; *4* — Тёрки-Крик; *5* — Мидвей; 6 — Шюлер Джонс; *7* — Рэмзи; *8* — Хоббс; *9* — Восточный Техсас; *10* — Ист-Уотчхорн; *11* — Йетс.

При эффективном напоре воды пластовое давление после начальных переходных состояний падает медленно, если вообще оно падает, а рост фазы свободного газа задерживается или тормозится. В результате газовый фактор остается в основном постоянным, пока продолжается добыча нефти. Когда нефть недонасыщена газом, что характерно для водонапорных систем, величина газового фактора остается постоянной до тех пор, пока давление фонтанирования на забое не упадет до точки насыще-

ния. Пока напор воды остается эффективным, величина газового фактора не может резко измениться ни с суммарной нефтеотдачей, ни с изменением темпа отбора. Здесь исключаются те случаи, когда отдельные скважины расположены вблизи газонефтяного контакта, и избыточные дебиты вызывают образование газовых конусов.

Быстрое появление воды в эксплуатационных скважинах не служит доказательством наличия механизма вытеснения водой, если только скважины не расположены очень близко к первоначальному водонефтяному контакту. Если вода поступает в продуктивный пласт со скоростью, сравнимой со скоростями отбора жидкостей из эксплуатационных скважин, необходимо ожидать появления ее притока в скважинах, ближайших к водонефтяному контакту, спустя некоторое время, необходимое для затопления промежуточной части нефтяного горизонта. Быстрое появление в добываемой нефти пластовой воды еще не означает, что процесс «вытеснения» управляет нефтеотдачей пласта в целом.

Появление воды в скважинах может явиться результатом высоких местных скоростей отбора и конусообразования подошвенной пластовой воды. В системах, работающих в основном за счет энергии газа, поступление воды в продуктивный пласт может быть ограничено зонами с высокой проницаемостью, представляющими небольшую часть всего продуктивного слоя.

При обычных типах краевого гидравлического напора распределение давления внутри пласта отражает существование и расположение внешнего источника энергии. Так, пластовые давления имеют самое высокое значение вблизи контура краевой воды и постепенно снижаются в областях, наиболее удаленных от водонефтяного контакта. Это может привести к непрерывному снижению давления в пласте от одной стороны месторождения до другой, если нефть заключена в стратиграфической залежи или между сбросами, а приток воды ограничен лишь одной стороной пласта. Если структура представлена антиклиналью, и нефть ограничена повсюду контактом воды, то изобары давления при однородном отборе жидкости с продуктивной площади грубо параллельны границе пласта, причем более низкие давления находятся в центральной части месторождения. Если в целом под залежью залегает вода, и вся добыча нефти получается в результате напора подошвенной пластовой воды, то давления в пласте должны стремиться к однородности, за исключением случаев фациальной изменчивости горизонта или колебания местных отборов жидкости, которые могут вызвать соответствующие изменения давления.

Результатом медленного падения пластового давления на протяжении большей части процесса разработки месторождения, обычного для водонапорных пластов, является сохранение эксплуатационной производительности и дебитов отдельных скважин. Разумеется, наступающий или поднимающийся фронт

пластовой воды вызывает серьезные снижения производительности скважин и быстрое прекращение процесса фонтанирования. Но пока дебит скважин остается безводным, их производственные характеристики меняются очень медленно.

6.4. Энергия газа. В месторождениях с газовой энергией основной источник ее, вытесняющий нефть из пласта, заключается в газовой фазе [1], а отобранная нефть замещается газом. Если насыщенный нефтью пласт первоначально находится в контакте с налегающей зоной свободного газа, которая расширяется по мере отбора нефти, то подобный механизм называется «газонапорным», или механизмом вытеснения нефти газом. Если же газовой шапки не существует, а фаза свободного газа образуется в результате падения пластового давления и выделения растворенного газа и остается внутри нефтяной зоны, то механизм нефтеотдачи получает название режима «растворенного газа», или «истощения внутренней газовой энергии». Последний режим может хотя бы частично перейти в первый, если только отделение газа и газовая шапка образуются в процессе добычи нефти. Однако в любом случае предполагается, что имеющиеся краевые воды не поступают в продуктивный пласт в такой степени, чтобы создать видимость замещения отбора газа и нефти водой.

Пластовые давления в месторождениях с газовыми режимами по мере отбора жидкостей непрерывно снижаются. В результате падения давления наличный свободный газ может расширяться, а дополнительный растворенный газ выделяется из раствора, чтобы заместить объем отобранных нефти и газа. Снижение давления в пласте, свободном от поступления воды извне, представляет функцию общего отбора нефти и газа. Темп отбора нефти влияет на падение пластового давления лишь косвенно, в той мере, в какой он воздействует на величину газового фактора или на сепарацию газа в пласте и образование газовой шапки. Если месторождение с таким режимом консервируется, то среднее пластовое давление остается без изменения, хотя выравнивание давления внутри месторождения может указывать на видимый подъем его.

Распределение давления внутри месторождения отражает в значительной степени местные суммарные отборы по сравнению с местным нефтесодержанием пласта. Давления вблизи границ залежи могут быть низкими, если у такой границы продуктивная зона выклинивается; давления могут оставаться высокими, если неразрабатываемые целики пласта простираются за пределы эксплуатационной площади. Если месторождение имеет газовую шапку, то часть пласта, залегающая под ней, ха-

---

[1] Это определение охватывает широкий класс конденсатных месторождений, которые подчиняются существенно отличному физическому механизму и рассматриваются отдельно.

рактеризуется обычно равномерным давлением в результате относительно свободной сообщаемости между отдельными участками в газовой фазе.

Теория показывает, что для месторождений, работающих за счет расхода газовой энергии, начальные величины газового фактора особенно чувствительны к характеристике «проницаемость — насыщение» породы при высоких содержаниях жидкостей в последней. Если равновесное насыщение свободным газом отсутствует, то газовый фактор начинает возрастать от своего начального значения к моменту начала разработки месторождения, равного количеству растворенного газа на единицу объема нефти. Если имеется конечное равновесное насыщение свободным газом, то величина газового фактора падает сначала ниже этого начального значения. Падение газового фактора продолжается, пока не разовьется равновесное газонасыщение, после чего наступает быстрый рост его значения. Этот рост продолжается в течение некоторого времени с усиливающимся темпом, независимо от начального поведения, достигает, наконец, максимума, после чего снижается до состояния конечного истощения пласта.

В большинстве случаев газовый фактор растет с начала разработки[1] без первоначального спада, хотя скорость его роста в различных месторождениях неодинакова. Там, где производилась полная запись изменений газовых факторов на протяжении всего процесса разработки месторождения, также наблюдается теоретически предсказанное конечное падение его величины. За последнее время получило распространение обратное нагнетание газа в пласт, или поддержание давления в последнем посредством нагнетания газа. Эти процессы применяются на многих месторождениях с газовыми режимами, видоизменяя нормальный процесс истощения пласта и создавая длительный рост значения газового фактора до прекращения закачки газа. Существование начальных или образовавшихся в процессе разработки газовых шапок также часто вызывает повышенный рост газового фактора, когда скважины вверх по восстанию окружены расширяющейся газовой шапкой. Современная промысловая техника разработала ряд мероприятий по интенсификации нефтедобычи. Редко можно найти теперь месторождение, которое предоставлялось бы «естественному» или «нормальному» процессу истощения.

Необходимо также отметить, что месторождения с режимом растворенного газа являются скорее исключением, чем правилом. В условиях контролируемых и ограниченных отборов нефти обычно происходит некоторое поступление воды в продуктивный пласт извне с переводом начальных фаз процесса истощения газа

---

[1] Необходимо отметить, что данные о величине газового фактора часто вызывают сомнение, особенно при изучении прошлой разработки месторождений до того, как был установлен систематический надзор над величиной газового фактора.

в процесс частичного вытеснения нефти водой при условии, что пласт не представляет строго замкнутой и изолированной системы.

6.5. Основы материального баланса. Основное уравнение. Независимо от механизма нефтеотдачи все пласты должны, очевидно, по отношению к общему содержанию жидкостей в них подчиняться закону сохранения материи. Из приложения этого закона к разработке нефтяных месторождений был разработан метод анализа материального баланса пласта[1]. Построение основного уравнения материального баланса само по себе просто. Однако определение членов этого уравнения требует тщательного рассмотрения процесса выделения газа из раствора при нефтеотдаче.

Вопрос применимости уравнения материального баланса при анализе режима работы пласта имеет столько серьезных ограничений, что разбор процесса выделения газа из раствора может показаться необоснованным. Тем не менее с чисто практической точки зрения желательно проанализировать соответствующие физические основы применения этого метода к реальным месторождениям, даже если необходимо будет прибегнуть к приближениям. Как было указано в параграфе 2.8, выделение газа из сложных углеводородных систем может быть мгновенным или однократным и «дифференциальным». В однократном процессе выделившийся газ сохраняет контакт с жидкой фазой, так что со снижением давления состав всей системы остается в целом постоянным. При дифференциальном выделении газовая фаза непрерывно удаляется из системы по мере ее образования с падением давления.

В лабораторных условиях выделение газа может следовать любому из этих процессов, но механизм реальной нефтеотдачи включает в себя комплекс обоих этих типов выделения газа из раствора. Нефть, полученная в мерниках на дневной поверхности, является результатом целого ряда преобразований. Принято считать, что мгновенное выделение газа преобладает во время снижения давления в фонтанирующей струе. Добытая нефть подвергается процессу полного мгновенного освобождения от газа, если ее направить прямо в мерники при атмосферном давлении. Если же нефть проходит через один или несколько сепараторов, прежде чем поступить в мерники, то мгновенное выделение газа в фонтанирующей по трубам струе сопровождается приближенно дифференциальным процессом до того, как она станет товарной нефтью. Когда в пласте возникает заметное падение давления, появляется дополнительное осложнение.

Пластовые нефть и газ, поступающие в фонтанные трубы при забойном давлении, не похожи на полученные путем мгновенного

---

[1] Этот метод был впервые применен к нефтяным пластам с энергией газа.

выделения из раствора при первоначальном давлении, за исключением того случая, когда пласт имеет равновесное газонасыщение. Если равновесное газонасыщение не исчезает, то во время газонакопления пластовая нефть испытывает приближенное, хотя и не точное, но мгновенное выделение газа. Нефть, поступающая в фонтанные трубы, является в этом случае просто жидкой фазой возникающей смеси газ — жидкость. Если же равновесное газовое насыщение отсутствует, то пластовая нефть проходит приближенно, но не точно, через дифференциальный процесс выделения газа. В этом случае, или когда уже достигнуто равновесное газонасыщение, мгновенному выделению газа в фонтанных трубах предшествует приближенно дифференциальное выделение его во время прохождения нефти по пласту к забою скважины. Так как отдельные стороны этого предварительного процесса отделения газа сложны и неясны, необходимо допустить с практической точки зрения, что нефть, остающаяся в пласте при любом давлении, подвергалась процессу простого дифференциального выделения газа при пластовой температуре. На основании этого допущения обычный анализ дифференциального выделения газа на образце нефти, взятом с забоя скважины, должен удовлетворительно описать поведение остаточной нефти в пласте.

Помимо внутренних сложностей, связанных с изменением различных фаз выделения газа, возникло осложнение, налагаемое основным физическим толкованием, а именно, что так называемая товарная или дегазированная нефть и «естественный газ» не являются неизменными углеводородными системами и потому эти термины не точны. Состав дегазированной нефти и природного газа меняется на протяжении всей разработки пласта, особенно в отношении естественного содержания бензина. Этого следует ожидать в связи с изменениями в процессе выделения газа из раствора, через которые последовательно проходит вся добываемая нефть по мере истощения пластового давления.

Если бы дебит скважин определялся углеводородным составом или продуктами переработки, как это обычно делается при оценке конденсатных пластов, то некоторых трудностей в определении выделения газа можно было бы избежать. Но пока дегазированная нефть определяется как жидкий продукт, оседающий в резервуарах, а природный газ как сумма газовой фазы из сепараторов и паров из резервуаров, — должен быть признан их меняющийся состав [1]. Этот по существу неконтролируемый состав нефти и газа подвергается изменениям, возникающим от

---

[1] Эти изменения состава имеют небольшое значение для сырых нефтей большого удельного веса. Если удельный вес нефти уменьшается, то обстановка аналогична конденсатным жидким системам, для которых термины «товарная нефть» и «газ» должны определяться на основе углеводородного состава для количественных пластовых и технико-экономических анализов.

естественных колебаний температур и давлений в сепараторах и резервуарах.

Выделение газа в самом пласте можно приближенно рассматривать как процесс дифференциального освобождения его из раствора при пластовой температуре. Дифференциальный анализ рекомбинированных образцов нефти и газа, взятых с забоя или из поверхностных емкостей, приближается к этому типу процесса. Если конечные приращения падения давления, используемые в анализе, не слишком велики, то в результате получается определенное [1] конечное состояние «остаточной» нефти и образование суммарного количества выделившегося газа. Остаточная нефть не является «товарной» нефтью (в резервуаре или мернике). Однако она дает удобную основу для измерения объемов нефти при построении уравнения материального баланса. В лабораторных условиях на образцах пластовых жидкостей можно определить свойства (коэффициент сжимаемости) и общие объемы выделившегося газа. Однако между газом, находившимся первоначально в пласте и оставшимся в нем после выделения из раствора, а также газом, отобранным из скважины, разницы провести нельзя, так как определения их произведены на основании анализов состава, который меняется в течение всего периода разработки месторождения. Начальную фазу свободного газа можно было бы определить простым отождествлением ее с газом, впервые выделившимся при дифференциальной сепарации. Однако газ, отбираемый при эксплуатации, не эквивалентен газу, полученному в процессе дифференциальной сепарации. Отсюда эта часть проблемы полностью еще не решена.

Переходя к построению уравнения материального баланса, необходимо ознакомиться со следующими обозначениями:

$\bar{L}, L$ — относительное первоначальное пластовое содержание остаточной и «товарной» нефти; первое относится к нефти после дифференциального выделения газа из образца пластовой жидкости от первоначального давления и при температуре пласта; последнее—к нефти после мгновенного выделения газа из эквивалентного образца в условиях мерника на дневной поверхности;

V_{ri} — первоначальный пластовый объем фазы свободного газа;

$\bar{S}, S$ — растворимость газа на основе дифференциального выделения на единицу объема остаточной нефти и на единицу объема товарной нефти соответственно;

γ — содержание газа на единицу объема фазы свободного газа в пласте в атмосферных условиях [2];

---

[1] Может возникнуть сомнение в отношении влияния времени, в течение которого образец сохраняется при пластовой температуре, после приведения давления к атмосферному и охлаждения образца до стандартной температуры или температуры мерника.

[2] Величина, обратная объемному коэффициенту для газа.

γ_j — значение γ для пластового пространства, занятого нагнетаемым извне газом;
G — объем нагнетаемого газа извне, приведенный к стандартным условиям;
$Q_г$ — объем добытого газа в стандартных условиях;
$\bar{\beta}, \beta$ — объемный коэффициент пластовой нефти после падения давления в условиях дифференциального выделения газа в единицах остаточной и товарной нефти соответственно;
β_f — объемный коэффициент пластовой нефти при однократном выделении газа до условий в мернике или резервуаре;
W — чистый объем поступившей в пласт воды извне;
Q — добыча резервуарной (товарной) нефти; нижний показатель i относится к первоначальным значениям.

Формулировку положения о сохранении пластового газа [1], содержания нефти [2] и усадки пластовой жидкости можно записать так:

$$\bar{S}_i\bar{L}+\gamma_i V_{г\,i}=\bar{S}\left[\bar{L}-Q\left(\frac{\beta_f}{\bar{\beta}}\right)_{ср}\right]+$$

$$+\gamma\left\{V_{г\,i}+\bar{\beta}_i\bar{L}-\bar{\beta}\left[\bar{L}-Q\left(\frac{\beta_f}{\bar{\beta}}\right)_{ср}\right]-\frac{G}{\gamma_j}-W\right\}+Q_г. \qquad (1)$$

Левая часть уравнения (1) представляет собой первоначальное содержание газа в пласте, причем не делается никакого различия между свойствами газа, который освобождается из раствора ($\bar{S}_i$), и газа, первоначально находившегося в свободной фазе (γ_i). Первый член в правой части уравнения выражает газ, растворенный в не отобранной из пласта нефти, а второй член относится к фазе свободного газа.

Роль нагнетаемого в пласт газа, если он там остается, по существу сводится к объемному замещению нефти; он опреде-

---

[1] Изменение свойств и эффективной растворимости отбираемого газа в процессе эксплуатации с изменением относительного участия дифференциального и мгновенного процессов в выделении газа из раствора обеспечивает строгую применимость условий сохранения материи по отношению к газовой фазе, выраженных уравнением (1). Это уравнение является по существу приближением при условиях, что $Q_г$ установлен при помощи фактора осреднения, аналогично нефтеотдаче Q.

[2] Содержание нефти относится лишь к остаточной нефти из первоначальной жидкой фазы. Не учитывается возможность присутствия конденсируемых углеводородных компонентов из газовой фазы. Нефть из участков пласта, затопленных водой, не различается от нефти из незатопленной части пласта. Могут быть выведены поправочные коэффициенты для учета влияния отделения окклюдированных нефти и газа в затопленной части пласта, а также для растворимости газа в водной фазе подземного резервуара. Однако в свете других приближений, включенных в вывод уравнения материального баланса, все эти тонкости вряд ли обоснованы.

ляется коэффициентом плотности γ_j, который можно определить по составу газа и коэффициенту отклонения.

Член $(\beta_f/\bar{\beta})_{ср}$ обозначает среднее от β_f/β согласно определению

$$Q\left(\frac{\beta_f}{\bar{\beta}}\right)_{ср} = \int \frac{\beta_f}{\bar{\beta}}\, dQ. \qquad (2)$$

На его основе построен пересчет добытой резервуарной (товарной) нефти в эквивалентную остаточную нефть. Этот расчет получен из данных коэффициента пластового [1] объема жидкости при дифференциальном и мгновенном выделении газа из раствора.

Предполагается, что мгновенное выделение газа из нефти повторяет естественный комплексный процесс сепарации газа в промысловых сепараторах.

Уравнение (1) дает

$$\bar{L} = \frac{Q\left(\frac{\beta_f}{\bar{\beta}}\right)_{ср}(\gamma\bar{\beta}-\bar{S})+Q_г-\frac{\gamma}{\gamma_j}G-(\gamma_i-\gamma)V_{г\,i}-\gamma W}{\bar{S}_i-\bar{S}-\gamma(\bar{\beta}_i-\bar{\beta})}. \qquad (3)$$

Это — общее уравнение материального баланса, дающее величину первоначальной остаточной нефти. Все данные $p-v-T$ относятся к дифференциальному выделению газа, за исключением коэффициента γ_j и $(\beta_f/\bar{\beta})_{ср}$. Для пересчета в эквивалентную «товарную» нефть L типа добываемой первоначально отметим, что

$$\bar{L}\,\bar{\beta}_i = L\beta_{fi}. \qquad (4)$$

Уравнение (3) можно переписать:

$$L = \frac{\frac{\bar{\beta}_i}{\beta_{fi}}\left(\frac{\beta_f}{\bar{\beta}}\right)_{ср}Q(\beta-S)+Q_г-\frac{\gamma}{\gamma_j}G-(\gamma_i-\gamma)V_{г\,i}-\gamma W}{S_i-S-\gamma(\beta_i-\beta)}, \qquad (5)$$

где S, β, S_i, β_i относятся к единице объема товарной нефти, добытой первоначально, хотя основные данные все же относятся к процессу дифференциального выделения газа.

---

[1] Данные дифференциального выделения газа относятся к температуре подземного резервуара; мгновенное выделение газа согласно уравнению (2) должно предваряться дифференциальным выделением при температуре пласта до соответствующего давления; затем следует мгновенное выделение газа до атмосферного условия (в мернике).

Если допустить, что коэффициент при $Q(\gamma\beta - S)$ равен единице, и ввести величину суммарного газового фактора R, измеренного обычным способом, то получится

$$L = \frac{Q(R - S + \gamma\beta) - \frac{\gamma}{\gamma_j} G - (\gamma_i - \gamma) V_{\text{г}\,i} - \gamma W}{S_i - S - \gamma(\beta_i - \beta)}. \qquad (6)$$

Нет основания считать, что системы природного газа и сырой нефти строго удовлетворяют допущению о равенстве единице коэффициента для Q в уравнении (5). Ввиду того, что в уравнении (5) имеются и другие приближения, а функции β и β_f определяются экспериментально параллельным путем, для практических целей достаточно иметь упрощенный вид уравнения (6). Если нагнетаемый газ должен смешиваться с газом, выделяющимся из раствора или первоначальной фазы свободного газа, то различить γ_j от γ невозможно. В этом случае нагнетаемый газ может быть вычтен из отбираемого при эксплуатации, и уравнение (6) следует переписать в таком виде:

$$L = \frac{Q(\overline{R} - S + \gamma\beta) - (\gamma_i - \gamma) V_{\text{г}\,i} - \gamma W}{S_i - S - \gamma(\beta_i - \beta)}, \qquad (7)$$

где $\overline{R}$ — суммарный газовый фактор (нетто).

Уравнения (6) и (7) представляют собой основные «уравнения материального баланса», применимые к анализу разработки нефтяных месторождений. Они охватывают несколько рядов отдельных величин. Первый ряд величин состоит из членов γ, β и S, которые можно определить лабораторным путем на образцах пластовых жидкостей; γ можно получить также вычислением, воспользовавшись уравнением

$$\gamma(p) = \frac{pT_a}{Zp_aT_r}, \qquad (8)$$

где p — пластовое давление в произвольный момент; T_r — пластовая температура; T_a, p_a — окружающие или принятые поверхностные температура и давление, а Z — коэффициент отклонения; последний можно вычислить из состава газа или плотности, если они известны, а также из поправочных диаграмм.

Суммарная нефтеотдача Q, суммарный газовый фактор $\overline{R}$ и пластовые давления, с ними связанные, представляют основные рабочие данные, определяющие запись режима нефтеотдачи. В дополнение необходимо знать общий отбор воды, который входит неявно в член W, показывающий поступление воды в пласт для тех же интервалов времени, для которых записаны Q, $\overline{R}$ и пластовые давления.

Первоначальное количество дегазированной нефти в пласте L, объем первоначальной газовой шапки $V_{\text{г}i}$, если таковая

имеется, являются неизвестными пластовыми постоянными; W представляет прогрессивно возрастающую, но неизвестную функцию времени [1], если только где-нибудь в пласте нет естественного поступления воды. Если же в нефтяной пласт вода нагнетается преднамеренно, то расход этой закачки также выражается членом W, который становится тогда известной функцией. Необходимо отметить, что в дополнение к принятым допущениям уравнение (7) основано на представлении о пласте как непрерывном и однородном резервуаре, содержащем углеводороды, и где газ и нефть находятся в постоянном равновесии [2].

Пластовые давления в уравнении (7) относятся к строго однородным давлениям в подземном резервуаре. Допускается, что отборы жидкостей, представленные через Q и $\overline{R}$, распределены равномерно по всему пласту. Приток воды W и закачку газа, включенную в $\overline{R}$, необходимо рассматривать как факторы, влияющие на весь пласт в целом. Не учитывается использование скважин как источников для отбора или закачки жидкостей и градиентов естественного давления, связанных с притоком жидкости к скважинам. Не приняты во внимание региональные изменения давления по пласту вследствие разницы в истощении последнего на отдельных участках или неоднородности распределения внешних источников энергии, например, краевых вод. С изменениями давления связана также неоднородность значений параметров жидкостей S, β и γ.

Исходя из этих соображений, при решении уравнения (7) должны приниматься средние давления. Для простоты берут средние эквиваленты для S, β и γ, соответствующие средним давлениям. Взятые данные не должны являться просто среднеарифметическими величинами отдельных измерений на скважинах. Средние давления должны быть интегрированными средневзвешенными величинами, исходя из площади дренажа коллектора, необходимой для скопления возможных к извлечению пластовых жидкостей. Полученные давления должны быть снивеллированы и связаны с величиной суммарной отдачи

---

[1] Иной вид уравнения (7), где переменная неизвестная функция есть наличное пластовое содержание свободного газа $\overline{V}_г$, в стандартных условиях следующий:

$$\overline{V}_г = \gamma_i V_{гi} + L[S_i - S + \gamma(\beta_{fi} - \beta_i)] - Q(\overline{R} - S),$$

который приводится к виду $\overline{V}_г = \gamma[V_{гi} + L\beta_{fi} - \beta(L - Q)]$, если отсутствует поступление воды в пласт извне.

[2] Основным допущением, на котором базируются все математические обработки пластовых данных, является местное термодинамическое равновесие между газовой и жидкой фазами. При использовании уравнения материального баланса делается дополнительное допущение о равновесии давления и однородности (или состояния истощения) между различными слоями коллектора с различной проницаемостью, которые дренируются одновременно системой эксплуатационных скважин.

нефти и газа. Использование таких давлений должно быть направлено к заполнению разрыва между идеальной системой, на которой базируется уравнение (7), и естественным нефтяным подземным резервуаром. Нужно признать, что на практике полное тождество никогда не достигается.

6.6. Применение уравнения материального баланса. Отсутствие притока воды. На раннем этапе развития и применения метода материального баланса для объяснения режима пласта особенно подчеркивалось его использование для определения основных пластовых неизвестных L, $V_{\text{г}i}$ и W. Если пренебречь на время последним и допустить, что притока воды в пласт не существует, то решение уравнения по существу сводится к следующему. Приняв значения функций давления S, β и γ известными, вводим в приведенный вид уравнения 6.5 (7) наблюденные давления и дебиты. Тогда

$$L=\frac{Q(\bar{R}-S+\gamma\beta)-V_{\text{г}i}(\gamma_i-\gamma)}{S_i-S+\gamma(\beta-\beta_i)}\ ; \qquad (1)^1$$

соответствующие значения L вычисляются для различных постоянных и возможных значений $V_{\text{г}i}$; L и $V_{\text{г}i}$ являются по существу пластовыми постоянными. Отсюда $V_{\text{г}i}$, приводящее к обоснованно постоянным значениям L, и средняя величина последней константы являются, вероятно, правильными значениями этих членов. Если размер газовой шапки ($V_{\text{г}i}$) установлен независимо или если известно, что первоначальной газовой шапки в пласте не существовало ($V_{\text{г}i}=0$), то среднее для значений L, вычисленных непосредственно при помощи уравнения (1), должно давать надлежащую оценку первоначального запаса нефти в пласте. Это возможно при условии, что отдельные значения L не покажут больших колебаний, которые могут выявить серьезные погрешности принятых основных данных или допущений относительно величины $V_{\text{г}i}$ и W. При известном отношении объема газовой шапки к начальному объему пластовой нефти

$$m=\frac{V_{\text{г}i}}{\beta_{fi}L}\ ; \qquad (2)$$

L можно подсчитать из уравнения

$$L=\frac{Q(\bar{R}-S+\gamma\beta)}{S_i-S+\gamma(\beta-\beta_i)+m\beta_{ji}(\gamma_i-\gamma)}\ . \qquad (3)$$

---

[1] Первый член в числителе уравнения (1), деленный на γ, иногда называют площадью дренажа, созданной в результате отбора нефти и газа. Это пространство выражает объем, который был бы занят суммарным отбором, если бы он подчинялся пластовым условиям при текущем состоянии непрерывного процесса эксплуатации залежи.

Если отклонения малы, то средняя величина подсчитанных L может считаться надежной. Если не имеется предварительных сведений о газовой шапке, то приведенный способ вычисления L для постоянных значений $V_{г\,i}$ ненадежен. Приближенное постоянство значений L получается для большого интервала принятых значений $V_{г\,i}$ с соответствующей заметной разницей в средних значениях L.

Введем обозначение:

$$\left.\begin{aligned} L_{н\,j} = L_j\,(V_{г\,i}=0) &= \frac{Q\,(\bar{R}-S+\gamma\beta)}{S_i-S+\gamma\,(\beta-\beta_i)}\ ; \\ \lambda_j &= \frac{\gamma_i-\gamma}{S_i-S+\gamma\,(\beta-\beta_i)}\ ; \end{aligned}\right\} \tag{4}$$

так что уравнение (1) может быть переписано:

$$L_j = L_{н\,j} - \lambda_j V_{г\,i}. \tag{5}$$

После обозначения средних значений черточкой следует, что

$$\bar{L} = \bar{L}_н - \bar{\lambda} V_{г\,i}. \tag{6}$$

Полученное выражение показывает, что средняя вычисленная величина запаса нефти в пласте уменьшается линейно с объемом, взятым для газовой шапки.

Чтобы оценить колебания в отдельных значениях L_j методом наименьших квадратов, отдельные отклонения можно выразить как

$$\Delta_{н\,j} = \bar{L}_н - L_{н\,j};\ \Delta_j = \bar{L} - L_j = \Delta_{н\,j} - B_j V_{г\,i} : B_j = \bar{\lambda} - \lambda_j. \tag{7}$$

Тогда среднеквадратичные отклонения выразятся через

$$\overline{\Delta^2} = \bar{\Delta}_н^2 - 2V_{г\,i}\overline{B\Delta}_н + V_{г\,i}^2\bar{B}^2. \tag{8}$$

Оказывается, что среднеквадратичное отклонение является квадратичной функцией $V_{г\,i}$ с минимумом при $V_{г\,i} = \bar{B}\bar{\Delta}_н/\bar{B}^2$ и при абсолютном минимуме

$$(\bar{\Delta}^2)_m = \bar{\Delta}_н^2 - \frac{\overline{B\Delta}_н^2}{\bar{B}^2}\ . \tag{9}$$

Среднеквадратичное отклонение в процентах:

$$\frac{100\sqrt{\overline{\Delta^2}}}{\bar{L}} = \frac{100\sqrt{\bar{\Delta}_н^2 - 2V_{г\,i}\overline{B\Delta}_н + V_{г\,i}^2\bar{B}^2}}{\bar{L}_н - \bar{\lambda}V_{г\,i}}\ , \tag{10}$$

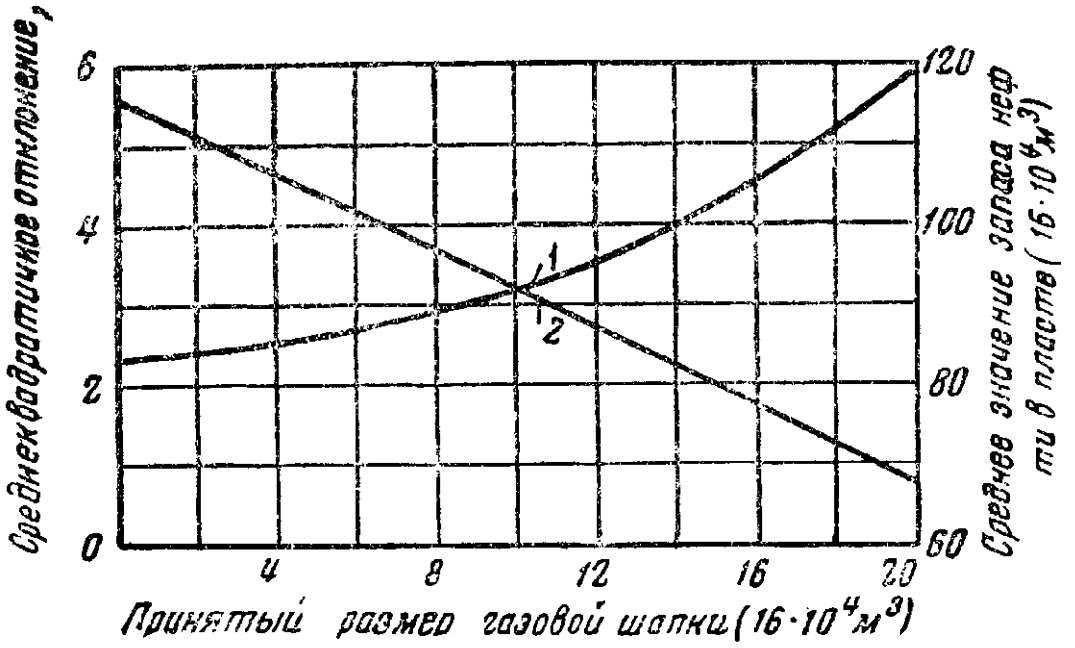
с минимумом при

$$V_{г\,i} = \frac{\bar{L}_н\overline{B\Delta}_н - \overline{\lambda\Delta}_н^2}{\bar{L}_н\bar{B}^2 - \bar{\lambda}\,\overline{B\Delta}_н} \tag{11}$$

и минимальным значением в процентах

$$\left(\frac{100\sqrt{\overline{\Delta^2}}}{\overline{L}}\right)=100\sqrt{\frac{\overline{B^2}\,\overline{\Delta}_н^2-\overline{B\Delta}_н^2}{\overline{L}_н^2\,\overline{B^2}-2\overline{\lambda}\,\overline{L}_н\overline{B\Delta}_н+\overline{\lambda^2}\,\overline{\Delta}_н^2}}. \qquad (12)$$

На фиг. 93 нанесены среднеквадратичные отклонения в процентах и средняя величина вычисленного запаса нефти в залежи Шюлер Джонс Сэнд как функция принятого значения $V_{г\,i}$. Как видно, отклонения увеличиваются с увеличением $V_{г\,i}$; абсолютное значение отклонения могло быть достигнуто при отрицательном значении $V_{г\,i}$ [1], не имеющим физического смысла.



Фиг. 93. Изменение подсчитанных средних значений запаса нефти в пласте и проценты среднеквадратичного отклонения для принятых размеров газовой шапки в пласте песчаника Шюлер-Джонс, без учета поступления краевой воды.

1 — среднеквадратичное отклонение в %; *2* — среднее значение запаса нефти в пласте.

Известно, что в месторождении существовала первоначальная газовая шапка и что она занимала 3,7% объема нефтяной залежи [$m=0{,}037$ в уравнении (2)]. Согласно уравнению (6) и фиг. 93 это значит, что $\overline{L}=16{,}45\times10^6$ м^3 со средним квадратичным отклонением 2,65% и $V_{г\,i}=0{,}9\times10^6$ м^3. При этом $\beta_i=1{,}45$, а $\overline{\lambda}=2{,}429$.

Рассуждения показывают, что критерий неизменности значений запасов нефти в пласте, вычисленных согласно уравнению (1), сам по себе еще не имеет достаточно разрешающей силы для количественного определения истинной величины нефтесодержания пласта и связанных с ним пластовых параметров.

---

[1] Абсолютная величина среднеквадратичного отклонения имеет минимум при положительном значении $V_{г\,i}$ согласно уравнению (9). Сдвиг к отрицательному значению $V_{г\,i}$ для минимального отклонения в процентах наступает в результате линейного уменьшения $\overline{L}$ с $V_{г\,i}$ [уравнение (6)].

В приведенном примере изменение средней величины запаса нефти в пласте в 3,2 млн. $м^3$ означало бы изменение в среднеквадратичном отклонении от 2,3 до 3,0%. В свете принятых приближений и допущений в уравнении материального баланса отклонения даже в 3,0% можно рассматривать вполне приемлемыми. В некоторых случаях [1] были получены средние отклонения меньше 2%; зато часто наблюдается, что при подборе самых лучших данных эти отклонения превышают 5%.

Не входя в подробный анализ погрешностей, неизбежных в процессе применения уравнения материального баланса, можно отметить, что небольшие отклонения при определении среднего пластового давления могут дать заведомо неправильные изменения в значении вычисленного запаса нефти порядка нескольких процентов.

Так, выражая L как

$$L_{н\,j} = aQ + bQ\overline{R};\quad a = \frac{\gamma\beta - S}{S_i - S + \gamma(\beta - \beta_i)};\quad b = \frac{1}{S_i - S + \gamma(\beta - \beta_i)}, \quad (13)$$

получаем частичную ошибку в оценке $L_{н\,j}$ в результате неточного определения Δp давления:

$$\frac{\Delta L_{н\,j}}{L_{н\,j}} = \frac{Q}{L_{н\,j}}\left(\frac{da}{dp} + \overline{R}\,\frac{db}{dp}\right)\Delta p.$$

Так как da/dp и db/dp положительны, то оба члена аддитивны. Хотя коэффициент $Q/L_{н\,j}$ увеличивается со снижением давления, абсолютное значение выражения в скобках обычно уменьшается.

Ошибка в 0,6 *ат* при определении пластового давления вызывает ошибку определения $L_{н\,j}$ порядка 2%. Вследствие меняющегося распределения давления в процессе добычи нефти и естественных колебаний, связанных с процедурой осреднения, избегнуть ошибки в 0,6 *ат* для пластового давления не представляется возможным. Кроме того, сами данные по добыче, особенно в отношении газа, часто весьма ненадежны. Поэтому всегда можно ожидать колебаний в значениях $L_{н\,j}$ порядка 2%, даже если основной механизм нефтеотдачи не вызывает сомнений.

Определение абсолютного значения запаса нефти в пласте $\overline{L}$ на основе получения условий минимального отклонения значений L_j не дает полной уверенности. Однако на практике добиваются некоторого контроля над рассмотренными параметрами.

---

[1] С другой стороны, в одном большом, тщательно исследованном, месторождении с режимом «растворенного газа» в Западном Техасе среднеквадратичное отклонение от значения вычисленного запаса нефти в пласте за 9 периодов составило 12,4%. Шесть вычислений запаса нефти в пласте в месторождении Оклахома Сити показали среднеквадратичное отклонение 10,3%.

Наличие или отсутствие первоначальной газовой шапки устанавливается более или менее правильно бурением скважины, составлением разреза по данным электрокароттажа или анализу кернов. По геологическому и кароттажному разрезу часто определяют относительную мощность нефтяной зоны по сравнению с общей мощностью пласта. Это дает возможность вычислить величину m из уравнения (2) и при помощи уравнения (3) заменить количество неизвестных одним. Когда известно, что первоначальной газовой шапки не существовало, расчет значений L_j должен быть таким же достоверным, как основные данные, входящие в уравнение материального баланса, при условии, что приток воды не играет значительной роли в механизме нефтеотдачи. Если имеются данные о характеристике пластовых жидкостей и дебитах, то весьма ценно произвести вычисление материального баланса и сравнить его с любой независимой оценкой пластовых постоянных на основании геологического и кернового материала.

Если геологический и керновый материал полон и твердо установлен, он должен служить лучшим критерием определения механизма нефтеотдачи, чем величина изменений запаса нефти, вычисленная согласно уравнению материального баланса.

Если предположить, что общие пластовые параметры установлены, можно использовать уравнение материального баланса для предсказания будущего режима пласта; в частности, зависимости давление — суммарная нефтеотдача. Производя такие вычисления, следует задаться будущим изменением газового фактора, так как результаты вычисления зависят от соответствующего допущения. Однако сравнительные вычисления с использованием иных изменений газовых факторов во времени показывают значение контроля над газовым фактором и обратного возвращения газа в пласт.

6.7. Применение уравнения материального баланса. Частичное вытеснение нефти водой. Если предполагается приток воды в продуктивный пласт, или известно ее поступление, необходимо применить более общий вид уравнения 6.5(7) для анализа материального баланса. Это вызывает немедленные осложнения в дополнение к уже известным для простых систем с газовой энергией. Дело в том, что член, выражающий приток воды, является по существу переменной величиной. За исключением случаев, когда рост поступления воды в пласт задерживается откачкой у водонефтяного контакта, W представляет непрерывно растущую функцию. Допущения на «среднее» постоянное значение для W не может быть. Фактически W продолжает увеличиваться, даже если месторождение почему-либо закрыто.

Если W является неизвестной функцией, а L и V_{ri} также неизвестны, то значение уравнения материального баланса для

определения этих пластовых параметров недействительно. Очевидно, L и $V_{г\,i}$ можно тогда выбирать из широкого интервала значений меньше их истинной величины, а W вместе с его коэффициентами можно вычислить инверсией уравнения 6.5 (7) так, чтобы оно соответствовало наблюденным данным о давлении и нефтеотдаче. Используя обозначения из уравнения 6.6 (4) и переписав уравнение 6.5 (7) как

$$W = \frac{[S_i - S + \gamma(\beta - \beta_i)]\,[L_{н\,j} - \lambda_j V_{г\,i} - L]}{\gamma}, \qquad (1)$$

получим, что если даже неизменность $L_{нj} - \lambda V_{г\,i}$ указывает на отсутствие значительного поступления воды, то выбор L, заметно меньшего по сравнению со средним значением $\bar{L}_н - \bar{\lambda} V_{г\,i}$, дает ряд непрерывно возрастающих значений W, пока пластовые давления продолжают уменьшаться с ростом отбора жидкостей [1]. Колебания значения W тогда отражают процесс внедрения воды в продуктивный пласт.

Удовлетворительное решение этой проблемы, когда неизвестно первоначальное нефтесодержание пласта, еще не разработано полностью. Однако приближенное решение этой трудности может исходить из наблюдений, что общее поступление воды W_t должно выражаться функцией изменения давления в процессе разработки месторождения, т. е. посредством уравнения

$$W_t = cf(p, t), \qquad (2)$$

где коэффициент c выделен как постоянная, зависящая от установленных параметров водоносного пласта: его средней проницаемости, мощности, вязкости воды и сжимаемости. Например, если допустить, что поступление воды подчиняется установившемуся состоянию, W_t должно иметь вид:

$$W_t = c \int_0^t (p_i - p)\, dt, \qquad (3)$$

где p_i — начальное пластовое давление, а p — давление во время t. Если рассматривать водоносный пласт как систему сжимаемой однофазной жидкости, $f(p, t)$ имеют более сложный вид.

---

[1] Когда общая нефтеотдача приближается к подлинной суммарной нефтедобыче или давления приближаются к атмосферному, любые грубые ошибки в допущенных значениях нефтесодержания пласта автоматически проявляются в нарушении соответствия между более поздними данными и уравнением материального баланса, а также иными характеристиками пластового режима.

В некоторых приложениях уравнение (3) имеет вид

$$W_t = c \int_0^t \frac{p_i - p}{\lg t}\, dt. \tag{4}$$

Было предложено дальнейшее упрощение уравнения (3), а именно:

$$W_t = c\,(p_i - p)\,t. \tag{5}$$

Эти выражения показывают, что каждое из них приводит неизвестный элемент в W_t к постоянной c. Коэффициент c в свою очередь необходимо подбирать так, как подбирался $V_{\text{г}\,i}$, т. е. чтобы значение L, вычисленное в различное время для разных дебитов и давлений, было более или менее постоянным. Так, отделив W_t от W * и добычи воды W_p, можно переписать уравнение 6.5 (7):

$$L = \frac{Q\,(\bar{R} - S + \gamma\beta) - V_{\text{г}\,i}\,(\gamma_i - \gamma) + \gamma W_p - \gamma W_t}{S_i - S + \gamma\,(\beta - \beta_i)}\,. \tag{6}$$

При допущении, что W_t выражено уравнением (2) или любым иным видом, например, уравнениями (3), (4) или (5), уравнение (6) содержит теперь три неизвестных постоянных, при условии, что нет других данных о пласте. Уравнение (6) можно рассматривать как линейное уравнение с тремя неизвестными, заполнить значения коэффициентов из данных по дебитам и давлениям и определить по способу наименьших квадратов значения постоянных L, $V_{\text{г}\,i}$ и c. Если выразить уравнение (6) формально как

$$\left.\begin{aligned} L + \lambda_j V_{\text{г}\,i} + cA_j = C_j;\ C_j = L_{\text{н}\,j} + \frac{\gamma W_p}{S_i - S + \gamma\,(\beta - \beta_i)}\ ; \\ A_j = \frac{\gamma f\,(p,\ t)}{S_i - S + \gamma\,(\beta - \beta_i)}\ , \end{aligned}\right\} \tag{7}$$

а λ_j, $L_{\text{н}\,j}$ взять при помощи уравнения 6.6 (4), то наиболее подходящими значениями для L, $V_{\text{г}\,i}$ и c являются решения трех линейных уравнений с симметричной матрицей, а именно:

$$\left.\begin{aligned} L + V_{\text{г}\,i}\bar{\lambda} + c\bar{A} = \bar{C};\quad L\bar{\lambda} + V_{\text{г}\,i}\overline{\lambda^2} + c\overline{\lambda A} = \overline{\lambda C}; \\ L\bar{A} + V_{\text{г}\,i}\overline{\lambda A} + c\overline{A^2} = \overline{AC}, \end{aligned}\right\} \tag{8}$$

---

* Воду, преднамеренно возвращенную в нефтяной пласт, можно рассматривать включенной в W_t или ее можно вычесть из W_p.

где черточки над обозначениями выражают среднее значение.

Самым важным в проделанном анализе было определение значения L.

Метод, применявшийся до сих пор, заключался в допущении значений $V_{г\,i}$ и c и сведении к минимуму колебаний в L, т. е. в выражении отдельных значений L как

$$L_j = L_{н\,j} - \lambda_j V_{г\,i} - cA + D_j, \qquad (9)$$

где D_j второй член в C_j, данном уравнением (7), и прилагая метод наименьших квадратов, подобно описанному в параграфе 6.6. Для практических целей эта методика должна дать по существу те же результаты, что и уравнение (8) [1]. В данном случае условие постоянства отдельных значений L имеет малое значение по отношению к принятым величинам $V_{г\,i}$ и c, т. е. относительно большие изменения $V_{г\,i}$ и c вызывают небольшие изменения в колебаниях значения L.

Необходимо отметить, что можно получить меньшее отклонение нефтесодержания в пласте соответствующим выбором коэффициента притока воды c при $V_{г\,i} = 0$ по сравнению с подбором $V_{г\,i}$ для $c = 0$. Кроме того, использование обеих постоянных c и $V_{г\,i}$ делает возможным еще большее снижение минимального среднеквадратичного отклонения. Однако такое улучшение неизменности значений L_j настолько мало, что вряд ли может явиться основанием для выбора среди соответствующих значений $\bar{L}$.

Точная формула или функция $f(p, t)$, применяемая для вычисления переменной части члена, выражающего приток воды, мало влияет на неизменность вычисленных значений L_j.

Необходимо сделать вывод, что вычисления материального баланса для месторождений с частичным замещением нефти водой страдают от тех же ограничений, что и в случае пластов с газовой энергией. Однако абсолютную величину отклонений в значениях L_j нельзя использовать как точный критерий для определения пластовых постоянных. Но систематические попытки вычисления значений L_j представляют известное значение. Так, заменив бесконечно малые приращения изменений

---

[1] Другой вариант метода материального баланса для установления характеристики пласта снижением разброса между подсчитанными и ожидаемыми результатами заключается в том, что содержание пластовой нефти и эффективная проницаемость водоносного пласта с гидравлическим напором рассматриваются как регулируемые постоянные; последние выбираются так, чтобы ожидаемый процесс изменения давления минимально отклонялся от наблюдаемого.

в членах уравнения (9) дифференциалами или скоростями изменения во времени, например,

$$\frac{dL_j}{dt} = \frac{d}{dt}(L_{н\,j} + D_j) + V_{г\,i}\left|\frac{d\lambda_j}{dt}\right| - c\frac{dA_j}{dt}\ ^*,$$

можно легко перечислить типы изменения принятых значений $V_{г\,i}$ и c, которые вносят поправку в возможные тенденции L_j и $L_{н\,j} + D_j$. Высказанные соображения показывают, что существуют довольно широкие пределы регулирования значений c и $V_{г\,i}$ для стабилизации значения L_j, хотя относительно медленное снижение λ_j с падением давления обычно значит, что небольшое изменение c соответствует довольно большому отклонению значения $V_{г\,i}$ в обратном направлении. Если значения $L_{н\,j} + D_j$ неизменны, то простейшей процедурой является сохранение нулевого значения $V_{г\,i}$ и c. Однако и в этом случае неизменность L_j может поддерживаться и даже несколько улучшаться путем изменения $V_{г\,i}$ и c в довольно широком интервале. Пока c и $V_{г\,j}$ не получат отрицательного значения, метод материального баланса не налагает никаких ограничений на их величину, за исключением постоянных значений для L_j.

Различие между положительной «тенденцией» L_j и его ошибочными колебаниями подвергается часто сомнению.

Все эти соображения приводят к выводу, что метод материального баланса должен рассматриваться скорее как дополнительное средство для истолкования пластового режима, чем как единственное основание для анализа поведения пластов. В месторождениях с частичным проявлением гидравлической энергии он должен применяться лишь в сочетании с другими данными о пластах. Наибольшая польза от его применения заключается в расчете поступления в продуктивный пласт воды, если начальное содержание пластовой жидкости было определено независимо, исходя из данных геологического разреза, бурового журнала и кернового материала. Уравнение материального баланса вида (1) отвечает этим целям. Пользуясь им, можно вычислить при помощи уравнения (2), значения коэффициента внедрения воды c, для чего необходимо найти соответствующий вид функции для $f(p, t)$.

Если установлены значения постоянных c, L, $V_{г\,i}$, то уравнение материального баланса в форме уравнения (6) или его эквивалентов может быть использовано для предсказания пластового давления. Для этого необходимо задаться будущим изменением газового фактора. При проведении таких расчетов можно принять во внимание обратное возвращение газа или

---

* Если основные данные о пластовой жидкости и нефтеотдаче правильны и если возникают условия пластового равновесия, то тенденций к снижению в $L_{н\,j} + D_j$ не должно быть. Однако такие тенденции все же наблюдаются в течение ограниченных периодов эксплуатации.

закачку воды в пласт, а также оценить их влияние на поддержание пластового давления. Вычисления этого рода довольно трудоемки и включают графические или численные процедуры последовательного приближения.

Уравнение (6) определяет условие возникновения полного гидравлического напора без дальнейшего снижения пластового давления. Если γ, S, β относятся к стабилизированному давлению, то скорость отбора жидкостей должна быть в равновесии со скоростью поступления воды согласно соотношению

$$\frac{dW_t}{dt} = \frac{dW_p}{dt} + \frac{Q_г}{\gamma} + Q_н\left(\beta - \frac{S}{\gamma}\right), \qquad (10)$$

где $Q_н$ — текущий дебит нефти; $Q_г$ — дебит газа — нетто (газ добытый минус газ возвращенный), а dW_p/dt — дебит воды. Дебит поступающей воды dW_p/dt, разумеется, должен включать воду, нагнетаемую в продуктивный пласт.

Уравнение (10) показывает скорость поступления воды, требуемую для стабилизации при любом неизменном давлении скорости отбора жидкостей, или скорость нагнетания воды, необходимую для восполнения недостаточно интенсивного естественного гидравлического напора. Если известны члены уравнения, определяющие поступление воды в продуктивный пласт, то скорость отбора жидкостей, обеспечивающая возможность стабилизации давления, можно подсчитать из уравнения (10). Эти соображения дают основание для истолкования последних двух членов в правой части уравнения (10) как скорость образования площади дренажа (депрессионной воронки).

За исключением условия, налагаемого уравнением (10), метод материального баланса несостоятелен в полностью водонапорных системах, если его применять для истолкования особенностей режима пласта. В экстремальном случае, когда пластовые давления выше точки насыщения, и «площадь дренажа» возникает всецело в результате поступления в продуктивный пласт воды и расширения нефти, уравнение (6) еще формально сохраняет справедливость. Для этого случая оно приводится к виду

$$L = \frac{\beta Q + W_p - W_t}{\beta - \beta_i}, \qquad (11)$$

где $\beta > \beta_i$.

В принципе уравнение (11) также дает возможность вычислить нефтесодержание пласта L из наблюдения за процессом изменения давления. Однако подобные определения зависят почти всецело от члена, определяющего поступление воды W, и коэффициент усадки пластовой жидкости β. Серьезные погрешности при определении последних параметров обесценивают всякую точность в подсчете значений L. Если же L было установлено независимо, то уравнение (11) можно приме-

нять для оценки объема поступившей воды в продуктивный пласт.

В связи с многочисленными ограничениями применения уравнения материального баланса отмечается, что подробный и обширный разбор этой проблемы и сам метод могут быть очень полезны. Этот метод дает средство для исследования физических и термодинамических процессов, участвующих при выделении природных газов из пластовых нефтей; он показывает важность учета и записей данных о режиме пласта, газовых факторах и пластовых давлениях, а также подчеркивает, что процессы изменения давления в нефтяных пластах на протяжении ограниченного времени или интервалов суммарной нефтеотдачи не чувствительны к величине нефтеотдачи и постоянным характеристикам пласта. Этот метод выявляет также необходимость определения общего объема и содержания жидкостей в пласте, исходя из геологических разрезов, бурового журнала и анализов керна.

Уравнение материального баланса должно применяться с полным учетом его ограничений, но оно все же представляет ценный материал для анализа нефтедобычи. Применение его связано с простыми арифметическими и алгебраическими действиями, не требует специальной подготовки для анализа или исключительных способностей к производству расчетов. Если известны объемные постоянные пласта, то оно дает наиболее верное средство для определения количества поступившей воды в продуктивный пласт, исходя из данных о режиме нефтеотдачи. Отсюда оно может быть ценным пособием при установлении механизма нефтеотдачи. Но так как оно не включает динамических характеристик пластов, то одно уравнение материального баланса не в состоянии предсказать будущего поведения пласта. Если же параметры пласта установлены, исходя из предыдущего процесса разработки или независимо, можно легко вычислить соответствующий нормальный процесс истощения, или процесс поддержания давления закачкой газа или воды, задавшись только будущим газовым фактором и порядком его изменения.

Наконец, можно отметить, что даже когда пользуются электроинтегратором для установления будущего режима пласта, то поступление воды, вычисленное инверсией уравнения материального баланса [уравнение (1)], дает основу для определения постоянных водоносного пласта.

6.8. Заключение. Механизм нефтеотдачи, контролирующий режим нефтяного пласта, зависит от вида энергии, необходимой для вытеснения нефти, и способа ее использования.

Основными видами пластовой энергии, связанной с нефтяными пластами, являются: 1) сжимаемость жидкой фазы внутри нефтеносной породы; 2) энергия силы тяжести; 3) упругость сжатого и растворенного газа в пласте; 4) упругое сжатие прилегающих вод, подвижно сообщающихся с нефтяным пластом. Энергия сжатых нефти и воды внутри нефтяного горизонта имеет небольшое значение, за исключением начальных фаз неф-

теотдачи из пластов, содержащих нефти, недонасыщенные газом, и до того, как начнется продвижение краевой воды, достаточное для эффективного поддержания пластового давления. Силы тяжести имеют значение для разделения жидких фаз в пласте по плотности; тем самым они влияют на эффективность вытеснения нефти газом или водой. Для непосредственного поддержания величины текущих дебитов действие силы тяжести не играет большой роли до тех пор, пока пластовые давления не иссякнут по направлению к подошве нефтяного горизонта и забою скважины. Тогда в результате гравитационного дренирования нефть начинает фильтроваться в породе.

Газосодержание нефтяных подземных резервуаров представляет основной потенциальный источник энергии, необходимой для вытеснения нефти. Когда в продуктивном пласте нет существенного пополнения энергии в виде наступающих краевых вод, то для вытеснения нефти используется в основном энергия газа. Если это газ, растворенный в нефти, то нефтеотдача пласта осуществляется при «режиме растворенного газа». Если поверх нефтяного горизонта залегает зона свободного газа, и нефтеотдача происходит так, что наблюдаются одновременно расширение газовой шапки и гравитационное дренирование нефти вниз по пласту, то механизм нефтеотдачи связан с режимом «расширения газовой шапки» (газонапорным) и «гравитационного дренирования».

Если значительная часть или весь объемный отбор жидкости из пласта замещается поступлением воды в нефтяной горизонт, мы имеем дело с «водонапорным режимом». В зависимости от структуры пласта вторжение воды может происходить по преимуществу с крыльев как наступление «краевой воды», или же вода может залегать под большей частью нефтяного горизонта и затоплять его под напором как подошвенная пластовая вода.

Чтобы обеспечить эффективную эксплуатацию и заранее установить будущее поведение нефтяного пласта, необходимо прежде всего определить вид энергии, регулирующей нефтеотдачу, что требует анализа и истолкования процесса нефтеотдачи на раннем этапе разработки. Для этого требуется учет и комплексная запись наблюдений за пластовым давлением, газонефтяным фактором, дебитом воды, движением водонефтяного и газонефтяного контактов и изменением данных по дебиту в отдельных скважинах всего месторождения.

В пластах с водонапорным режимом пластовое давление вначале может быстро падать, проявляя тенденцию к стабилизации, когда устанавливается перепад давления между водоносным пластом и нефтеносным, и создается скорость вторжения воды, достаточная для замещения отбираемой при эксплуатации пластовой жидкости. Количественная сторона этого поведения зависит в основном от соотношения скоростей отбора пластовой жидкости и производительности водоносного пласта.

Давление, при котором может возникнуть заметная стабилизация или прекращение его снижения, зависит непосредственно от темпа отбора жидкости. Если месторождение консервируется, давление продолжает возрастать. Газонефтяной фактор в процессе нефтеотдачи под водонапорным режимом заметно не меняется. Эксплуатационные производительности остаются в основном постоянными, если водонапорный режим препятствует росту фазы свободного газа в нефтяной зоне. Пластовые давления выше вблизи фронта вторжения воды и спадают внутри месторождения.

Пластовое давление в месторождениях с газовой энергией зависит в основном от суммарной нефтеотдачи. Оно не связано с величиной дебитов, за исключением случая, когда дебит нефти может влиять на величину газового фактора. При этом режиме работы консервация месторождения не вызывает подъема пластового давления. Распределение давления внутри пласта отражает изменения в местных суммарных отборах по отношению к локальному содержанию нефти в горизонте. За исключением начального периода, когда величина газового фактора может упасть ниже количества газа в растворе, газовый фактор увеличивается с ростом суммарной нефтеотдачи до максимальных значений, в 5—10 раз больше по сравнению с тем, когда газ растворен полностью. С приближением пласта к состоянию конечного истощения величина газового фактора начинает снижаться. Эксплуатационная производительность скважин непрерывно падает вследствие роста вязкости нефти и снижения проницаемости для нефтяной фазы.

Классификация механизмов нефтеотдачи по существу произвольна, исключая истощение энергии растворенного газа и полное замещение нефти водой. Если бы основным критерием нефтеотдачи была величина конечной нефтедобычи, то многие пласты с частичным замещением водой попали бы в один разряд с чисто водонапорными системами, в то время как другие были бы объединены вместе с пластами, работающими за счет газовой энергии. Отдельно следует рассматривать пласты с расширением газовой шапки и гравитационным дренированием.

Конечная нефтедобыча с промышленной точки зрения представляет исключительную важность, но она является менее существенным критерием для классификации механизма нефтеотдачи. Общий режим работы водонапорных пластов не зависит в основном от величины остаточной нефти, которая определяет фактически конечную нефтеотдачу. То же самое относится и к системам с частичным использованием гидравлической энергии, а также к системам, где нефтеотдача происходит вследствие гравитационного дренирования. Количественные значения факторов, определяющих конечную нефтеотдачу, не влияют на общие характеристики режима, которые контролируются в значительной степени механизмом использования газовой энергии. Пласты, работающие за счет энергии растворенного газа, имели

бы тот же процесс нефтеотдачи, если бы кривые соотношения проницаемости характеризовались суммарной нефтеотдачей, сравнимой с получаемой при гидравлическом напоре. Поэтому подземные резервуары с гравитационным дренированием и частичным использованием гидравлической энергии рассматриваются как обобщения систем с режимом «растворенного газа»; лишь полное замещение нефти водой считается существенно отличным механизмом нефтеотдачи.

Все нефтяные пласты должны подчиняться закону сохранения материи. Отсюда должна существовать взаимосвязь между величиной общего отбора жидкости из пласта, давлением и начальным содержанием нефти и газа в пласте, а также жидкостями, которые могут поступать первоначально в продуктивную область в результате естественного притока или искусственной закачки с поверхности. Эта зависимость [уравнение материального баланса 6.5(7)] включает как неизвестные: первоначальный запас нефти в пласте, начальный объем свободного газа в пласте и объем притока воды в случае его наличия.

Если известно, что в продуктивном пласте не имеется притока воды, в принципе можно определить объемы начального запаса нефти и свободного газа в пласте. Последние являются пластовыми постоянными из решения уравнений, полученных после введения данных о давлении и добыче нефти за два или больше интервала времени. Можно было бы выбрать одну из постоянных так, чтобы вычисленные значения другой для различных интервалов времени были в основном неизменными. Однако подобная процедура часто дает неудовлетворительный результат, так как, широко изменяя принятые значения постоянных, можно получить ничтожные результаты в отношении внутренней структуры уравнений.

Если необходимо учесть приток воды, то положение создается еще более неясным. Член, определяющий поступление воды в пласт, является переменной величиной, возрастающей со временем. Тогда общее уравнение материального баланса содержит неизвестную функцию, а также две неизвестных постоянных. Чтобы разрешить эту трудность, можно выразить член, определяющий поступление воды, как постоянную, умноженную на функцию давления и времени, представляющую состояние потока в водоносном пласте [уравнение 6.7 (2)]. Было предложено и испытано несколько типов выражений для описания вторжения воды. Они включают функции, дающие истечение из системы сжимаемой жидкости для установившегося состояния, промежуточные приближения и еще более решительные упрощения.

Эти функции можно вычислить из зависимости «давление — время» для продуктивной системы, причем коэффициент, или масштабный фактор, остается неизвестной постоянной. Ее затем рассматривают как две других постоянных нефтяного пласта: объем начальной нефти, in situ, и объем свободного

газа. Эти три постоянных определяются так, чтобы получить максимальную степень внутренней последовательности, когда уравнение материального баланса применяется к ряду интервалов наблюдаемого процесса нефтедобычи. Несмотря на то, что колебания вычисленных постоянных могут быть при этом несколько уменьшены, дополнительная степень свободы, выраженная коэффициентом вторжения воды, приводит к тому, что истинное решение для пластовых постоянных становится еще менее определенным, чем для систем с газовым напором. Если предположить, что об этих постоянных ничего неизвестно, можно найти приближенные решения уравнений, которые будут вполне удовлетворительны, но которые дадут различные значения в отношении размеров пласта и вида основного механизма, контролирующего их режим.

Таким образом, полезность метода материального баланса для анализа работы пласта сильно ограничена, но он все же обладает определенным значением, если его правильно понять и применить. Наблюдения за «тенденцией» вычисленных постоянных, например, начальным нефтесодержанием пласта, in situ, указывают на изменения, которые необходимо ввести в значения, принятые для других постоянных. Часто соотношение объема начального свободного газа и объема нефти можно определить из данных анализа кернов и бурового разреза. Если ввести эти данные в основное уравнение материального баланса, можно уменьшить число неизвестных на одну. Если же заранее известно, что первоначальной газовой шапки в пласте не было, или отсутствует вторжение воды в продуктивный пласт, то эти факты должны быть непосредственно введены в уравнение, чтобы таким образом ограничить неясность в определении других неизвестных.

Если установлено, что пласт представляет систему только с энергией растворенного газа без вторжения воды и первоначальной газовой шапки (или с газовой шапкой известного объема), расчет количества нефти in situ получается вполне достоверным. Когда известно, что вторжение воды является основным фактором нефтеотдачи, уравнение материального баланса можно применять с успехом лишь при условии, что нефтесодержание пласта и объем свободного газа могут быть определены из геологических данных и анализа керна.

Вторжение воды в продуктивный пласт может быть вычислено инверсией уравнения материального баланса, чтобы выразить член, определяющий вторжение воды, функцией постоянных нефтяного пласта, изменения давления и нефтедобычи в процессе разработки [уравнение 6.7 (1)]. Подобные расчеты представляют наиболее удовлетворительный метод определения величины и процесса вторжения воды в продуктивный пласт.

Если неизвестные параметры пласта определены, можно воспользоваться уравнением материального баланса для установления заранее будущего поведения пласта в принятых условиях

отбора нефти. Если задаться будущими газовыми факторами, можно вычислить падение давления в пластах с газовой энергией при непосредственном истощении или возврате газа обратно в пласт. Величина газонефтяного фактора может быть оценена по сравнению с вычисленными зависимостями «давление — суммарная нефтедобыча», полученными для различных допущений относительно будущего изменения газового фактора. Влияние закачки воды на поведение пластового давления можно также рассчитать для систем с растворенным газом и частичным внедрением воды. Метод материального баланса может иметь чрезвычайно большое значение при решении эксплуатационных задач последнего типа.

ГЛАВА 7

НЕФТЯНЫЕ ПЛАСТЫ С ГАЗОВЫМИ РЕЖИМАМИ

7.1. Введение. Большая часть истощенных нефтяных месторождений эксплуатировалась за счет использования газовой энергии. Причина заключается в том, что они разрабатывались фактически без всяких ограничений в отборе жидкости. Поступления краевых вод, которые соприкасались с нефтяными пластами, было недостаточно, чтобы компенсировать отбор нефти и газа на первичном этапе разработки месторождений. Эксплуатация скважин и месторождений форсировалась с максимальной производительностью благодаря тесному размещению скважин (меньше 4 *га* на скважину), обычному до 1930 г., и хищничеству промышленников.

В начале 30-х годов рост знаний в области физики нефтеотдачи привел к усвоению принципа, что во многих породах, слагающих нефтяные подземные резервуары, вода является более эффективным агентом для вытеснения нефти, чем газ. В результате этого большинство нефтяных месторождений эксплуатировалось в последние годы так, чтобы активные краевые воды, где они имелись, могли участвовать в замещении отбираемых с площади дренажа нефти и газа.

За исключением случаев, когда нефтяная залежь изолирована от сообщения с водоносными зонами или когда последние обладают незначительным запасом гидравлической энергии, сравнительно мало месторождений разрабатывается в настоящее время за счет энергии растворенного газа. Последнее время становится обычно в практике начинать закачку газа или воды на первичном этапе разработки, чтобы задержать падение давления в продуктивном пласте или остановить его полностью, а также увеличить конечную нефтеотдачу по сравнению с получаемой в результате израсходования газовой энергии, первоначально имевшейся в пласте. Кроме случаев, когда нефть не насыщена газом или водоносная область обладает исключительно высокой способностью отдавать воду, ранние стадии процесса нефтеотдачи во всех пластах контролируются механизмом «истощения растворенного газа». Если даже текущие дебиты скважин ограничены, должен возникнуть перепад давления между нефтяным и

водоносным пластами для вызова таких скоростей вторжения воды, которые могут остановить дальнейшее падение пластового давления. Однако работы по поддержанию давления не предпринимаются до тех пор, пока не возникло достаточное естественное истощение продуктивного пласта, которое указывает на желательность или необходимость закачки жидкости извне [1].

Изучение режима месторождений с энергией растворенного газа дает основание для рассмотрения систем с частичным использованием гидравлической энергии и сравнения основных механизмов вытеснения нефти, выделяющихся из раствора газом или водой. Оно объясняет также поведение многих месторождений, в настоящее время уже истощенных, которые эксплуатировались бесконтрольно и без воздействия гидравлического напора, а также показывает причины низкой нефтеотдачи из этих пластов.

Необходимо подчеркнуть, что теоретический материал по режиму пластов с газовой энергией, приводимый здесь, относится к идеальным системам. Основные физические принципы этого режима хорошо установлены, но аналитическая трактовка процесса в многофазных пластах в настоящее время абсолютно не осуществима без введения решительных упрощений. Эти упрощения состоят из допущения полной однородности пласта, пренебрежения влиянием неравномерности распределения отборов жидкости по пласту из скважин, а также влиянием силы тяжести, вызывающей разделение жидкостей по удельным весам и гравитационное дренирование нефти вниз по падению пласта. Математический анализ предназначен для увязки средних пластовых давлений с отбором нефти; он не дает указаний на развитие процесса нефтеотдачи в пластах во времени или влияние скоростей отбора на режим пласта. Эти дополнительные соображения вводятся посредством специального приближения и сформулированы для пластов с частичным использованием гидравлической энергии. В настоящей работе не будет сделано попыток анализировать, истолковывать или определять заранее количественную сторону процессов в пластах с газовой энергией.

Разбор систем с закачкой газа также не будет сопровождаться точными определениями ожидаемых результатов от поддержания пластового давления. Теоретические описания режима пластов отражают довольно точно поведение идеальных систем, которые удовлетворяют допущениям, сделанным в анализе. Они могут служить руководством для истолкования процессов нефтеотдачи естественных пластов с газовой энергией. Ограничения предлагаемой теории и характер изменения отдельных факторов, возникающих при исследовании практических

---

[1] В конденсатных месторождениях работы по поддержанию давления и возврату газа проводятся значительно раньше. Однако механизм нефтеотдачи из конденсатных месторождений по существу отличается от типичных нефтяных месторождений с энергией растворенного газа и рассматривается отдельно.

задач, разобраны довольно тщательно, и материалы этой главы являются основой для развития и разработки нефтеносных подземных резервуаров с газовой энергией.

7.2. Основные уравнения процессов в пластах при режиме «растворенного газа». В параграфе 4.7 были даны основные гидродинамические уравнения для течения многофазных жидкостей в пористой среде. В принципе эти уравнения должны правильно описывать процесс течения нефти и газа в пласте с наступлением истощения, в результате отбора жидкости через пробуренные скважины. Установить начальные и граничные условия, которые совместно с геометрическими параметрами и функциями (эмпирическими), характеризующими физические свойства нефтяных жидкостей и породы, определяли бы аналитически данную систему, отдающую нефть или газ, довольно несложно. Например, в идеально простом случае для системы одной скважины, замкнутой физически выклиниванием продуктивной среды, или взаимодействием с другими скважинами, начальное однородное давление было p_i, а насыщение нефтью $\varrho_{н\,i}$. Затем система подверглась внезапному изменению до заданного давления на забое скважины $p_с$. Тогда начальные и граничные условия, очевидно, будут:

$$\left.\begin{aligned} &p = \text{const} = p_i; \quad \varrho_н = \text{const} = \varrho_{н\,i}; \quad t = 0; \\ &\frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\partial \varrho_н}{\partial r} = 0; \quad r = r_к; \quad p = p_с; \quad r = r_с, \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

где $r_к$, $r_с$ — радиус замкнутой площади дренирования и радиус скважины соответственно. Предполагается также, что насыщение коллектора водой однородно, но вода неактивна.

К сожалению, решение уравнения 4.7(1) даже для простых начальных и граничных условий уравнения (1) почти невозможно. В лучшем случае пришлось бы подвергнуть обработке отдельные частные случаи с численно заданными параметрами и произвести ряд трудоемких численных процедур.

Влияние же изменения многих параметров можно было определить при помощи повторных вычислений для каждой комбинации допущений.

Таким образом, для количественной обработки поставленной задачи необходимо ввести какое-нибудь значительное упрощение или решительное допущение.

В дальнейших теоретических выкладках не будут приниматься во внимание изолированные и концентрированные источники отбора жидкости — скважины, которые представляют составную часть всех разрабатываемых естественных нефтеносных месторождений. Нефтяной коллектор уподобляется резервуару, из которого производится равномерный отбор жидкостей, при полном отсутствии градиентов давления, как в рассмотренном методе материального баланса (параграф 6.5). Весь анализ основывается на уравнении непрерывности, которое является в основ-

ном уравнением материального баланса в дифференциальной форме, но без введения в него членов, определяющих градиенты давления, вызывающие течение жидкости в пласте.

Так, возвращаясь к уравнению 4.7(1), заменим левые части уравнений их физическими эквивалентами, выраженными текущими дебитами нефти, газа и воды, $Q_н$, $Q_г$, $Q_в$ на единицу объема продуктивной зоны, т. е.:

$$\left.\begin{aligned} Q_г &= -f\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{S_н\varrho_н}{\beta_н}+\frac{S_в\varrho_в}{\beta_в}+\gamma\varrho_г\right); \\ Q_н &= -f\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varrho_н}{\beta_н}\right); \\ Q_в &= -f\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varrho_з}{\beta_в}\right), \end{aligned}\right\} \qquad (2)$$

где f — пористость; $\varrho_н$, $\varrho_в$, $\varrho_г$ — насыщение нефтью, водой и газом; $\beta_н$, $\beta_в$ — коэффициенты пластового объема нефтяной и водной фаз; $S_н$, $S_в$ — растворимость газа в нефти и воде; γ — относительная плотность свободного газа по сравнению со стандартными условиями.

Тогда величина газового и водонефтяного факторов будет:

$$\left.\begin{aligned} R &= \frac{Q_г}{Q_н} = \frac{\delta\left[(S_н\varrho_н/\beta_н)+(S_в\varrho_в/\beta_в)+\gamma\varrho_г\right]}{\delta\left(\varrho_н/\beta_н\right)}; \\ R_в &= \frac{Q_в}{Q_н} = \frac{\delta\left(\varrho_в/\beta_в\right)}{\delta\left(\varrho_н/\beta_н\right)}, \end{aligned}\right\} \qquad (3)$$

где δ относится к приращениям на единицу интервала времени.

Легко показать, что в интегральной форме уравнение (3) является уравнением материального баланса аналогично уравнению 6.6(1) при $S_в = 0$, где газовый фактор R сохраняется как показатель добычи газа. Если применить уравнение материального баланса к истолкованию предыдущего режима месторождения, R представляет собой наблюденный суммарный газонефтяной фактор.

Однако при определении заранее будущего поведения пласта R принимается функцией суммарного отбора нефти. Это обстоятельство является основным недостатком метода материального баланса в его простом интегрированном виде, разобранном в главе 6, когда он применялся для установления процессов изменения режима пласта.

В данном случае факторы R и $R_в$ подчиняются значениям зависимости «проницаемость — насыщение» для данной исследуемой породы. Это условие автоматически налагается уравнением 4.7(1), в котором полностью учитывается детальное распределение жидкостей в пористой среде. Однако не принимаются во внимание региональные изменения давления или возникающие местно у скважин.

Факторы R и $R_в$ для пласта в целом принимаются соответствующими «среднему» элементу пласта, с которым связаны насыщения: $\varrho_н$, $\varrho_в$, $\varrho_г$, входящие в уравнение (3). Они выражены зависимостями, разработанными в параграфе 5.1, а именно:

$$\left.\begin{aligned} R &= S_н + \alpha(p)\,\psi(\varrho) + \xi(p)\,\Phi(\varrho); \\ R_в &= \frac{\xi(p)}{S_в}\,\Phi(\varrho), \end{aligned}\right\} \tag{4}$$

где

$$\alpha(p) = \frac{\gamma\beta_н\mu_н}{\mu_г}; \quad \xi(p) = \frac{S_в\mu_н\beta_{ін}}{\mu_в\beta_в}; \quad \psi = \frac{k_г}{k_н}; \quad \Phi = \frac{k_в}{k_н}, \tag{5}$$

а аргумент ϱ в $\psi(\varrho)$, $\Phi(\varrho)$ указывает на комплексное распределение насыщения пласта жидкостью.

Уравнения (4) были получены для линейного установившегося течения. Полученные выводы показали, что те же уравнения применимы к радиальному или сферическому течению, а также к любому иному типу криволинейного установившегося течения.

Они остаются справедливыми локально даже в переходных системах, пока не приняты во внимание факторы дифференциального напора по отношению к различным фазам; например, гравитационные или капиллярные силы.

Допущение, что уравнение (4) относится ко всему пласту в целом, составляет основное упрощение настоящего разбора. Оно включает в себя ранее установленное приближение, что изменениями в p и ϱ по всему пласту можно пренебречь и что можно представить себе пласт «средним» дифференциальным элементом, изолированным и свободным от связей с окружающей средой. Исходя из этого приближения (1), можно объединить уравнение (4) с уравнением (3), чтобы получить следующие дифференциальные уравнения:

$$\left.\begin{aligned} \left(1 + \frac{\mu_н}{\mu_г}\psi\right)\frac{d\varrho_н}{dp} + \frac{d\varrho_в}{dp} &= \varrho_н\lambda(p) + (1 - \varrho_н - \varrho_в)\,\varepsilon(p) + \varrho_н\eta(p)\,\psi + \\ &+ \varrho_в\nu(p); \\ \frac{\mu_н}{\mu_в}\Phi\frac{d\varrho_н}{dp} - \frac{d\varrho_в}{dp} &= \frac{\varrho_н\mu_н}{\mu_в\beta_н}\Phi\frac{d\beta_н}{dp} - \frac{\varrho_в}{\beta_в}\frac{d\beta_в}{dp}, \end{aligned}\right\} \tag{6}$$

где

$$\left.\begin{aligned} \varepsilon(p) &= \frac{1}{\gamma}\frac{d\gamma}{dp}; \quad \lambda(p) = \frac{1}{\gamma\beta_н}\frac{dS_н}{dp}; \quad \eta(p) = \frac{\alpha}{\gamma\beta_н{}^2}\frac{d\beta_н}{dp}; \\ \nu(p) &= \frac{1}{\gamma\beta_в}\frac{dS_в}{dp}. \end{aligned}\right\} \tag{7}$$

Эти формулы представляют собой основные уравнения для простых пластов с газовой энергией, отдающих нефть в результате выделения растворенного газа, в окончательном виде.

Упростим несколько эти уравнения, чтобы они соответствовали положению, возникающему на практике, а именно, когда связанная вода, представленная $\varrho_в$, неактивна [1]. Тогда $\Phi_1(\varrho) = 0$, а второе из уравнений (6) приводится к виду:

$$\frac{d\varrho_в}{dp} = \frac{\varrho_в d\beta_в}{\beta_в dp}, \tag{8}$$

с решением

$$\varrho_в = \frac{\varrho_{в\,i}\beta_в}{\beta_{в\,i}}, \tag{9}$$

где $\varrho_{в\,i}$, $\beta_{в\,i}$ относятся к начальным значениям $\varrho_в$ и $\beta_в$.

Уравнение (6) можно переписать как

$$\left(1 + \frac{\mu_н}{\mu_г}\psi\right)\frac{d\varrho_н}{dp} = \varrho_н\lambda(p) + \left(1 - \varrho_н - \frac{\varrho_{в\,i}\beta_в}{\beta_{в\,i}}\right)\varepsilon(p) + \varrho_н\eta(p)\psi + \frac{\varrho_{в\,i}\beta_в v(p)}{\beta_{в\,i}}. \tag{10}$$

Уравнения (6) и (7) или (9) и (10) определяют изменение насыщения породы нефтью и водой $\varrho_н$ и $\varrho_в$ как функций давления. Все члены, за исключением $\varrho_н$ и $\varrho_в$, а также ψ и Φ необходимо рассматривать как известные функции давления, установленные эмпирически измерениями содержания газа, нефти и воды в пласте и их дебитами.

ψ и Φ являются функциями насыщения жидкостями, которые необходимо получить из зависимости «проницаемость — насыщение» соответствующего продуктивного пласта. Так как уравнения (6) и (10) первого порядка, их можно легко проинтегрировать численно.

Отправная точка для интегрирования уравнений (6) и (10) состоит в начальном распределении давления и жидкостей внутри пласта. Если она относится к начальному состоянию, то $\varrho_в$ представляет коэффициент насыщения пласта связанной воды, а начальное значение $\varrho_н$ будет $(1 - \varrho_в)$. Конечной точкой интегрирования является атмосферное давление или любое иное давление, при котором можно допустить прекращение промышленной эксплуатации пласта, как простой системы с газовой энергией.

Интегрирование уравнения (6) или (10) дает изменения содержания жидкостей в пласте с изменением давления.

Зависимость «проницаемость — насыщение» рассматривается на практике как среднее значение величин, характеризующих отдельные слои продуктивной зоны, обозначаемой в целом тер-

---

[1] Отсутствие активности связанной воды даже поверх переходной зоны «вода — нефть» представляет спорный вопрос. Однако подвижность, которую она может иметь, с практической точки зрения является бесконечно малой величиной.

мином «подземный резервуар», хотя при попытке дать анализ количественным сторонам режима подземного резервуара необходимо учитывать фактические изменения проницаемости.

Насыщение пласта жидкостями можно перевести в соответствующий объем дегазированной («товарной») нефти посредством следующих отношений:

$$\bar{Q}_{\text{н}} = 10241 f \left(\frac{\varrho_{\text{н}\, i}}{\beta_{\text{н}\, i}} - \frac{\varrho_{\text{н}}}{\beta_{\text{н}}} \right); \quad \bar{Q}_{\text{в}} = 10241\, f \left(\frac{\varrho_{\text{в}\, i}}{\beta_{\text{в}\, i}} - \frac{\varrho_{\text{в}}}{\beta_{\text{в}}} \right), \quad (11)^1$$

где $\bar{Q}_{\text{н}}$, $\bar{Q}_{\text{в}}$ относятся к суммарной добыче нефти и воды в $м^3$ на 1 *га/м* продуктивной породы с пористостью f. Когда связанная вода предполагается неподвижной, $Q_{\text{в}}$ исчезает согласно уравнению (9). Из насыщения подземного резервуара можно подсчитать величину газового фактора, применив уравнение (4); посредством его умножения на приращение $\bar{Q}_{\text{н}}$ и суммирования получается общий отбор газа [2].

Интегрирование уравнений (6) и (10) приводит автоматически к установлению конечной нефтеотдачи «физической и промышленной» в результате истощения пласта от газовой энергии. «Физическая» нефтеотдача дана значением $\bar{Q}_{и}$ при атмосферном давлении; «промышленная» представляет значение $Q_{\text{н}}$ при заранее принятом давлении ликвидации промысла [3].

Выведенные уравнения дают возможность заранее установить протекание процесса изменения давления и газового фактора по отношению к суммарной добыче в пластах с режимом растворенного газа. Как и следует ожидать из сделанных приближений, на которых основываются эти уравнения, они не дают сведений относительно отдельных скважин, дренирующих пласт. В пределах точности этих приближений процессы нефтеотдачи из пластов с режимом растворенного газа также, как и конечная нефтеотдача, определяются независимо от сетки скважин, включая сюда распределение и уплотнение последних.

Уравнения (6) и (10) не включают фактора времени или скоростей отбора жидкости. Отсюда падение давления и газового фактора в зависимости от суммарных отборов также не зависит от дебитов нефти. Полученные выводы являются неизбеж-

---

[1] Скобки уравнения (11) указывают на суммарный отбор в долях порового пространства пласта.

[2] Общий отбор газа можно выразить как разницу между начальным и текущим содержанием газа в пласте, т. е. как

$$\bar{Q}_{\text{г}} = 57500\ f \left[\frac{S_i\, \varrho_{\text{н}\, i}}{\beta_i} - \frac{S \varrho_{\text{н}}}{\beta} - \gamma (1 - \varrho_{\text{н}} - \varrho_{\text{в}}) \right] \ м^3/га\, м,$$

если S и γ выражены кубометрами газа на кубометр нефти.

[3] На практике забрасывание скважин на месторождениях с газовой энергией обычно определяется предельным дебитом. В данном случае берется давление, чтобы избежать необоснованных факторов, увязывающих дебиты с давлением.

ным следствием сделанных допущений, а также принятой методики решения, на которой основаны уравнения (6) и (10). Прямого доказательства, что эти уравнения ошибочны, нет. Необходимо отметить также, что разделение между нефтяной и газовой фазами по удельным весам, возможное конусообразование из налегающих газовых шапок или залегающих под нефтяной зоной подошвенных пластовых вод, а также капиллярные явления преднамеренно изъяты из разбора. Все перечисленные явления могут существенно изменять поведение идеальной системы с энергией растворенного газа и должны учитываться при исследовании режима естественных нефтеносных подземных резервуаров и проектировании их эксплуатации.

7.3. Теоретические процессы нефтеотдачи подземных резервуаров при режиме растворенного газа. Систему уравнений 7.2(6) в основном нетрудно решить численным путем. Однако в результате включения в уравнение членов, определяющих течение воды, получающееся обобщение имеет небольшое практическое значение при рассмотрении месторождений с режимом растворенного газа [1].

Вследствие относительно низкой растворимости природных газов в воде и соответственно небольшой усадки водной фазы в пластовых условиях с изменением давления [2] можно полностью пренебречь газом, заключенным в водной фазе. Отсюда уравнения, положенные в основу всего последующего рассуждения, будут:

$$\left.\begin{aligned} \left(1+\frac{\mu_н}{\mu_г}\psi\right)\frac{d\varrho_н}{dp} &= \varrho_н\lambda(p)+(1-\varrho_н-\varrho_в)\,\varepsilon(p)+\varrho_н\eta(p)\,\psi, \\ R &= S_н+\alpha\psi, \quad \alpha=\frac{\gamma\beta_н\mu_н}{\mu_г}, \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

где $\varrho_в$ принимается за постоянную.

Рассматриваемый подземный резервуар с газовой энергией состоит из пористой среды с зависимостью «проницаемость — насыщение», приведенной на фиг. 94, и отдающей газ и нефть с физическими свойствами, согласно фиг. 81. Исключение со-

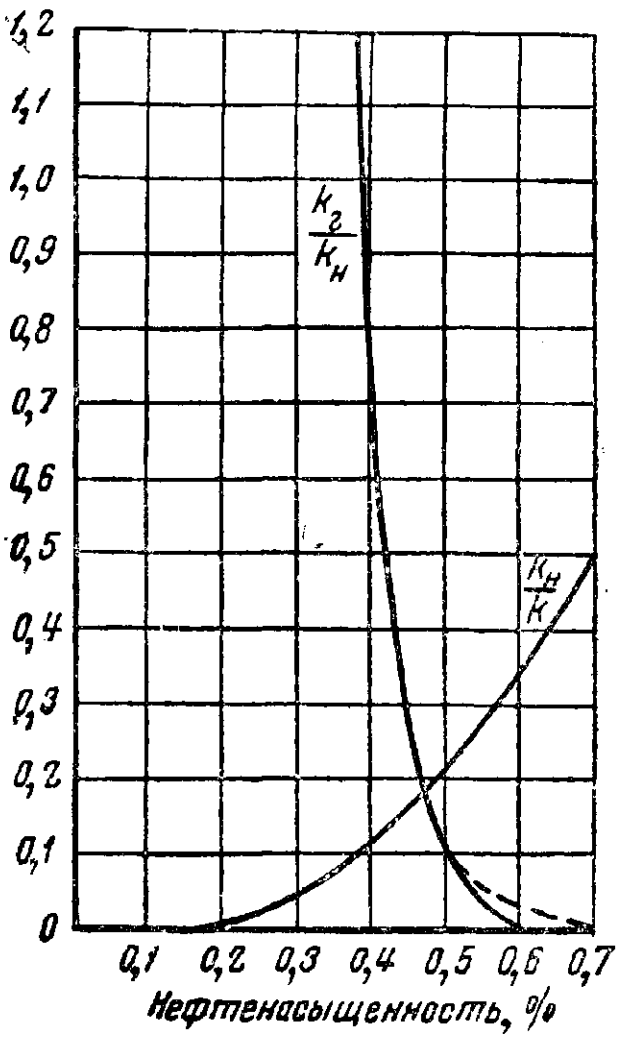
---

[1] Появление воды в месторождении с газовой энергией на раннем этапе разработки обусловлено по всей вероятности пропластками, насыщенными водой и залегающими внутри нефтенасыщенного пласта, или же подошвенной пластовой водой, попавшей в скважину в результате конусообразования.

Если переходные зоны нефть — вода также открыты в скважину, то в ней появляется приток воды. Последний требует аналитического описания посредством более общих уравнений, чем 7.2(6). Однако можно избежать появления воды, пользуясь современной практикой заканчивания скважин, за исключением тех случаев, когда переходная зона может охватить основную часть всего продуктивного пласта.

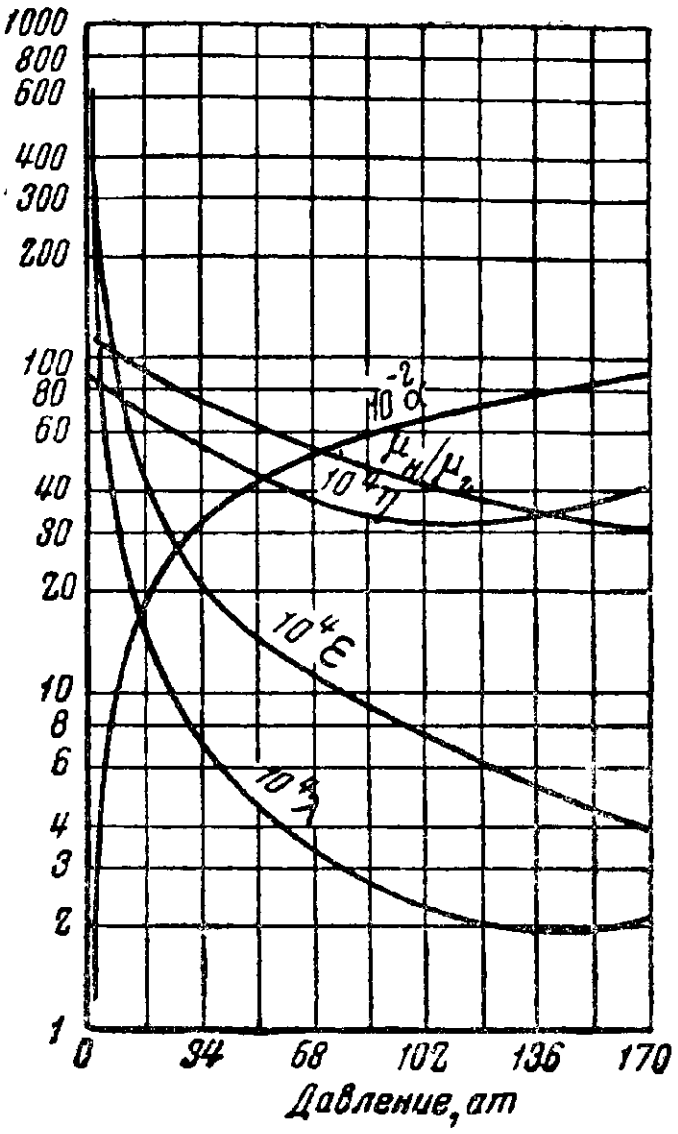
[2] Общее расширение объема газонасыщенных пластовых вод в условиях подземного резервуара по сравнению с обычными условиями составляет величину порядка 3%.

ставляет величина вязкости нефти, принятая всюду за половину значения вязкости на фиг. 81. Начальное пластовое давление предполагается 170 *ат*. Насыщение связанной водой принято 30%. Как показывает отрезок на сплошной кривой $k_г/k_н$ (фиг. 94), предполагается, что до возникновения течения газа в пласте должно быть создано равновесное насыщение свободным газом в 10%.



Фиг. 94. Зависимости проницаемость — насыщение, принятые в расчетах разработки пластов с режимом растворенного газа.

$k_г$, $k_н$ — проницаемости для газа и нефти; k — физическая проницаемость; насыщение связанной водой принимается равным 30%.

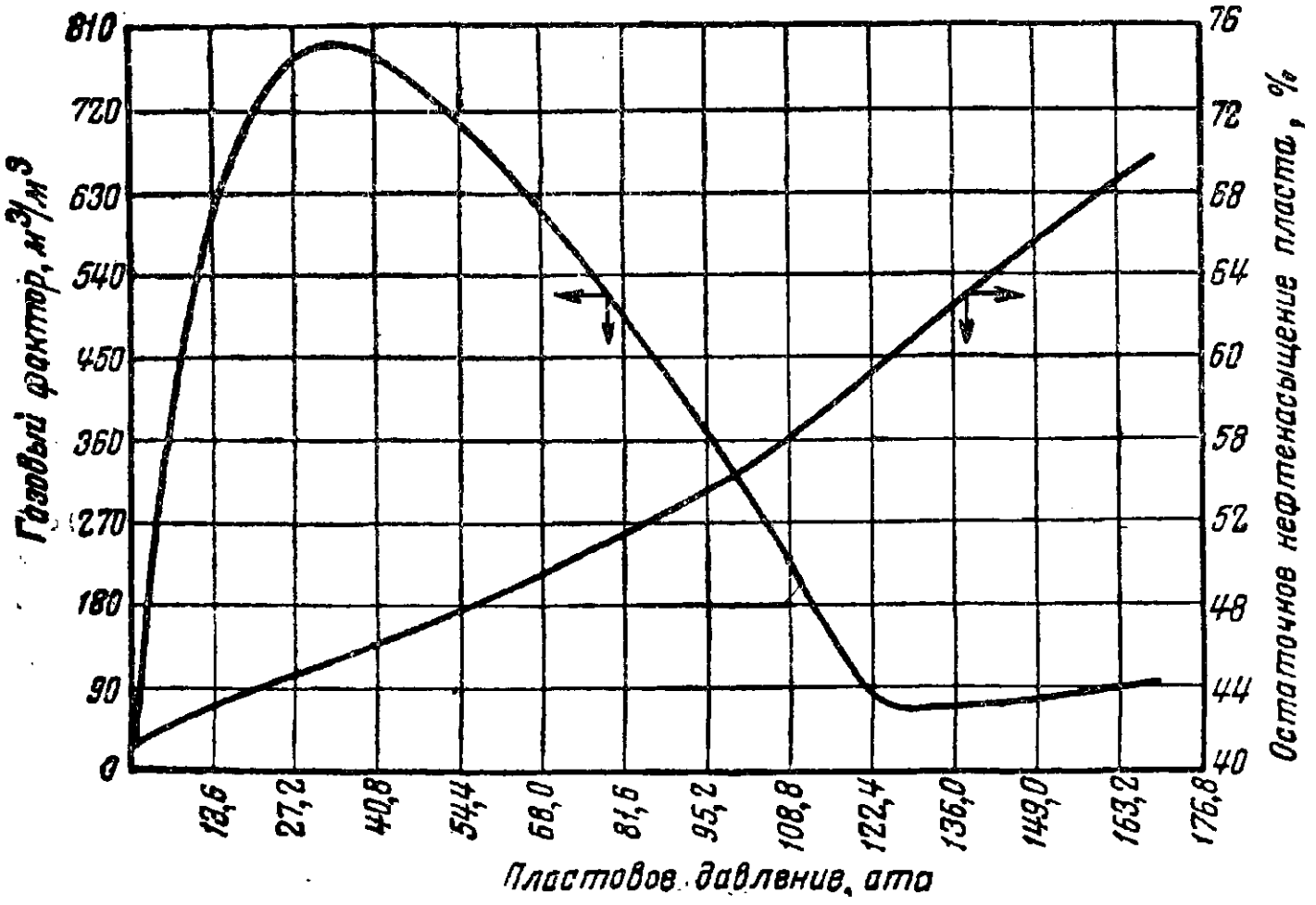


Фиг. 95. Кривые изменения функций нефти α, λ, ε, η от давления, принятые в расчетах разработки пластов с режимом растворенного газа.

Согласно уравнению (1) необходимо определить функции λ, ε, η прежде, чем производить интегрирование. Из определения уравнений 7.2(7) видно, что они включают производные основных функций γ, $S_н$, $\beta_н$. Значения для λ, ε и η, полученные расчетным путем, приведены на фиг. 95 вместе с α и $\mu_н/\mu_г$.

Результаты интегрирования уравнения (1) с применением этих данных в зависимости от пластового давления p изображены на фиг. 96. Газовые факторы вычислены из второго уравнения (1). Значения давления и газового фактора на фиг. 96 перенесены на фиг. 97 по отношению к суммарной нефтедобыче в единицах порового пространства и как соответствующая добыча дегазированной нефти для 12 *м* пласта с 25% пористостью; последняя величина получена из уравнения 7.2(11).

Как можно ожидать из общих рассуждений, пластовое давление падает монотонно с ростом суммарной нефтеотдачи. Однако процесс изменения газового фактора, приведенный на фиг. 96 и 97, показывает несколько отличных свойств его: 1) начальное падение ниже первоначального содержания газа в растворе; 2) последующий резкий подъем; 3) еще более быстрое падение после того, как достигнут максимум значения газового фактора.

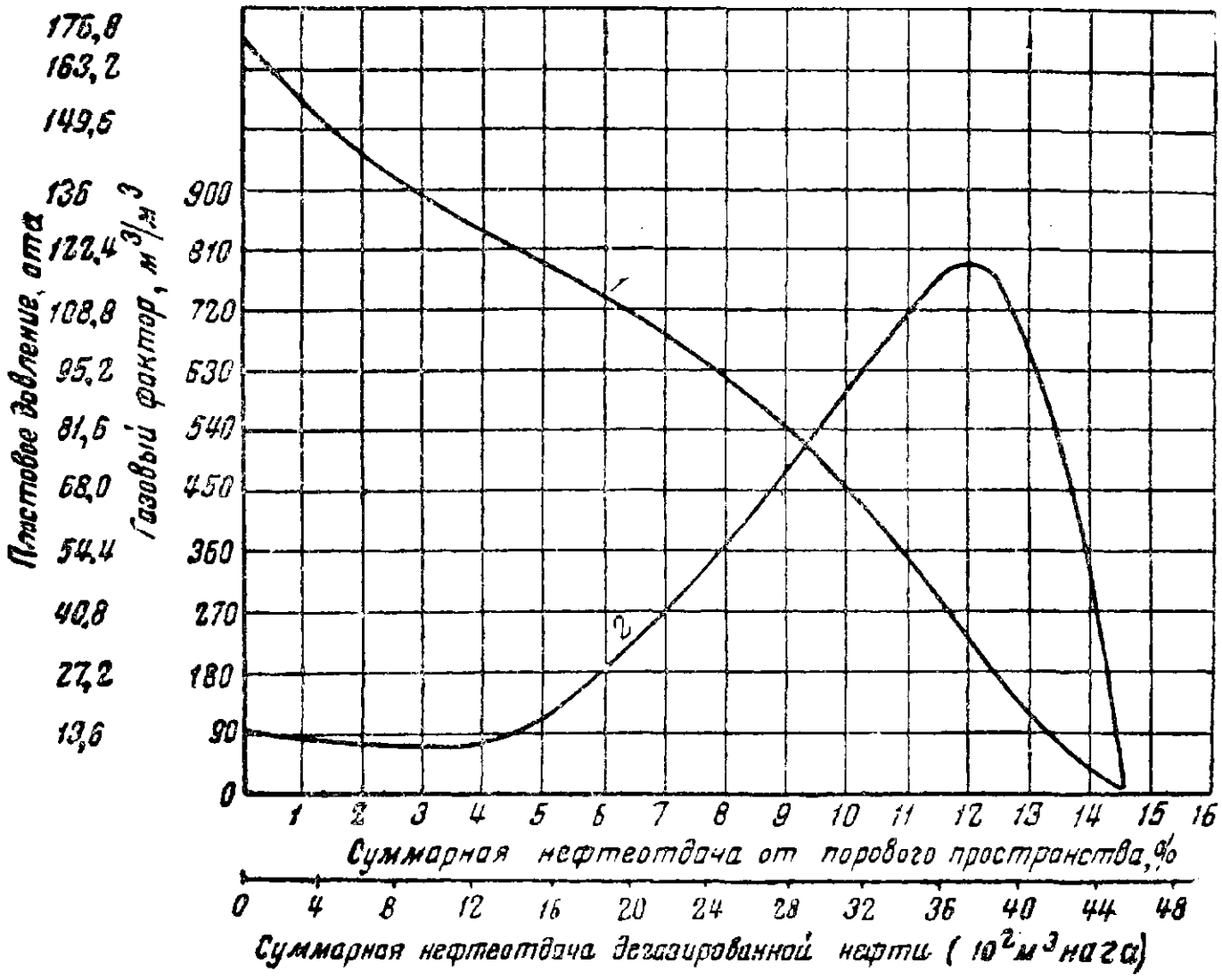


Фиг. 96. Кривые вычисленного изменения газонефтяного фактора и нефтенасыщения в зависимости от давления для гипотетического пласта с режимом растворенного газа. Насыщение связанной водой принимается равным 30%.

Начальное падение газового фактора, изображенное на фиг. 96 и 97, обусловлено всецело допущением неисчезающего равновесного насыщения свободным газом. В течение процесса нарастания газонасыщения до равновесного значения его в потоке газовый фактор при добыче нефти должен обладать значением соотношения газа и нефти в растворе. Последнее уменьшается с падением давления, приводя к значению, изображенному на фиг. 96 и 97. Величина уменьшения газового фактора до наступления равновесного насыщения свободным газом зависит от общего падения давления. Отсюда минимальный газовый фактор как часть начального газонасыщения раствора меньше для небольшой начальной растворимости газа. Общее начальное падение газового фактора возрастает с увеличением равновесного насыщения свободным газом. Как видно из параграфа 7.4, величина газового фактора начинает немедленно подниматься от значения растворимости газа, если отсутствует равновесное насыщение свободным газом.

Когда нефтенасыщение породы ниже равновесного значения (фиг. 94), то в результате быстрого подъема проницаемости для газа или $\psi(\varrho)$ происходит рост газового фактора после достижения равновесного насыщения пласта газом.

Уменьшение S и α с убыванием давления уравновешивает подъем ψ и R достигает максимума. Пластовое давление продолжает падать, и расход свободного газа в пласте, приведенный



Фиг. 97. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для гипотетического пласта с режимом растворенного газа, в зависимости от суммарной нефтеотдачи, выраженной в процентах от порового пространства, а также в $м^3/га$ для продуктивного пласта мощностью 12 *м* и пористостью 25%. Насыщение связанной водой принимается равным 30%.

1 — пластовое давление; 2 — газонефтяной фактор.

к атмосферным условиям, снижается, хотя объемные отборы из пласта по сравнению с дебитом нефти монотонно возрастают. В результате, достигнув максимума, газовый фактор круто падает до установления в пласте атмосферного давления или давления, при котором пласт забрасывается.

Наклон и изгиб кривой пластового давления отражают текущий газовый фактор. Так, в течение начального падения газового фактора наклон кривой давления (падение давления на единицу добычи дегазированной нефти) уменьшается. Когда газовый фактор начинает возрастать, изгиб кривой давления меняется и возникает крутое падение его. Затем наступает следующий изгиб кривой давления, когда величина газового фактора проходит через максимум, и начинается быстрое его падение.

Интересно отметить, что уравнение (1) можно переписать как [1]

$$\frac{dp}{d(\varrho_н/\beta)} = \frac{\beta + (R-S)/\gamma}{\varrho_н\lambda + (1-\varrho_н-\varrho_в)\,\varepsilon - [(\varrho_н/\beta)\,(d\beta/dp)]}\,. \qquad (2)$$

Оно показывает, что падение давления на единицу добычи дегазированной нефти пропорционально площади дренажа и только знаменатель выражает собой эффект изменения свойств остаточной нефти, связанных с изменением давления.

Отрезок абсциссы — при атмосферном давлении — на кривой давления (фиг. 97) указывает на физическую конечную нефтеотдачу. Значение абсциссы при любом выбранном давлении забрасывания выражает промышленную конечную отдачу пласта. Для условий, лежащих в основе этих вычислений, видно, что физическая конечная нефтеотдача отвечает 14,5% объема пор. Если давление забрасывания взято 7 *ат*, то промышленная конечная нефтеотдача будет отвечать 13,8% порового пространства. Эти значения нефтеотдачи представляют собой 27,1 и 25,8% от первоначального содержания дегазированной нефти в пласте. Исходя из фиг. 96, считают, что эта нефтеотдача означает также конечные насыщения свободным газом в 28,7 и 27,7% соответственно. Необходимо отметить, что полученные конечные значения нефтеотдачи автоматически определяются интегрированием уравнения (1), как пределы процесса нефтеотдачи.

7.4. Влияние свойств пластовых жидкостей и пород на процесс нефтеотдачи в подземных резервуарах при режиме растворенного газа. Пример теоретического поведения пласта при режиме растворенного газа (фиг. 96 и 97), рассмотренный в предыдущем параграфе, имеет лишь демонстрационное значение. Числовые величины являются комплексным результатом принятых количественных допущений при использовании соответствующих функций $\lambda, \varepsilon, \eta, \alpha, \mu_н/\mu_г$ и ψ (фиг. 94 и 95). Абсолютные величины изменений не представляют большого интереса, но сами изменения параметров и функций влияют практически на процесс нефтеотдачи и суммарной нефтедобычи.

Вследствие нелинейного характера уравнения 7.3(1) на основании аналитических соображений невозможно установить заранее количественное влияние изменений основных функций. Из рассмотрения уравнения 7.3(1) видно, что при определении процесса нефтеотдачи основную роль играет соотношение вязкостей $\mu_н/\mu_г$. Если S и γ заменить общим коэффициентом, то зависимость $\varrho_н$ от p не подвергнется изменению, зато R равномерно

---

[1] Обратив уравнение (2), получаем:

$$\left(1+\frac{\mu_н}{\mu_г}\psi\right)\frac{d\bar{\varrho}}{dp} = \bar{\varrho}\lambda + (1-\bar{\varrho}\beta-\varrho_в)\frac{\varepsilon}{\beta} - \frac{d\beta}{dp}\frac{\bar{\varrho}}{\beta}\,,$$

где $\bar{\varrho} = \varrho_н/\beta$, что по существу эквивалентно уравнению (1), но часто более удобно для численной обработки.

изменится. Из структуры уравнения 7.3(1) можно вывести также и другие заключения, но их лучше показать на численных примерах.

При изучении влияния различных физических параметров, контролирующих режим растворенного газа, необходимо представить себе, что между различными свойствами углеводородных систем существует тесная связь. Например, изменение в эксплуатационной системе растворимости влечет за собой изменение коэффициента пластового объема жидкости. Практически же допущение особых изменений в одной из пластовых переменных или одновременно в двух переменных может явиться несколько искусственным. Процессы, идущие в пласте, более чувствительны к отдельным параметрам, чем к одновременному изменению всех факторов.

В уравнении 7.3(1) только соотношение $\mu_н/\mu_г$ влияет на зависимость между $\varrho_н$ и p. Величина этого влияния показана повторением интегрирования, приводящим к кривым на фиг. 96 и 97, с равномерным изменением зависимости $\mu_н/\mu_г$ (фиг. 95) в пределах полного интервала давлений при постоянном значении всех остальных параметров.

Пластовое давление и газовый фактор в зависимости от кривых суммарной нефтеотдачи, найденные таким путем, приведены на фиг. 98; различные пары кривых относятся к различной вязкости нефти при атмосферном давлении (и пластовой температуре [1]).

Уравнение 7.3(1) включает $\mu_н/\mu_г$ как множитель при ψ, а кривые на фиг. 98 совпадают в начальной стадии падения давления, когда $\psi = 0$, т. е. при установлении равновесного насыщения газом. На указанном отрезке процесса разработки нефтеотдача не зависит от вязкости жидкостей в пределах существенных приближений, лежащих в основе уравнения 7.3(1) [2].

Как только газовая фаза становится подвижной, соотношение $\mu_н/\mu_г$ начинает влиять на относительные потери газа и нефти из пласта, и кривые падения давления для нефтей с различной вязкостью расходятся.

Падение давления по отношению к суммарной нефтедобыче становится более крутым с ростом вязкости нефти, или $\mu_н/\mu_г$.

Кривые газового фактора показывают еще отчетливее роль, которую играет $\mu_н/\mu_г$ при подвижной газовой фазе. Согласно

---

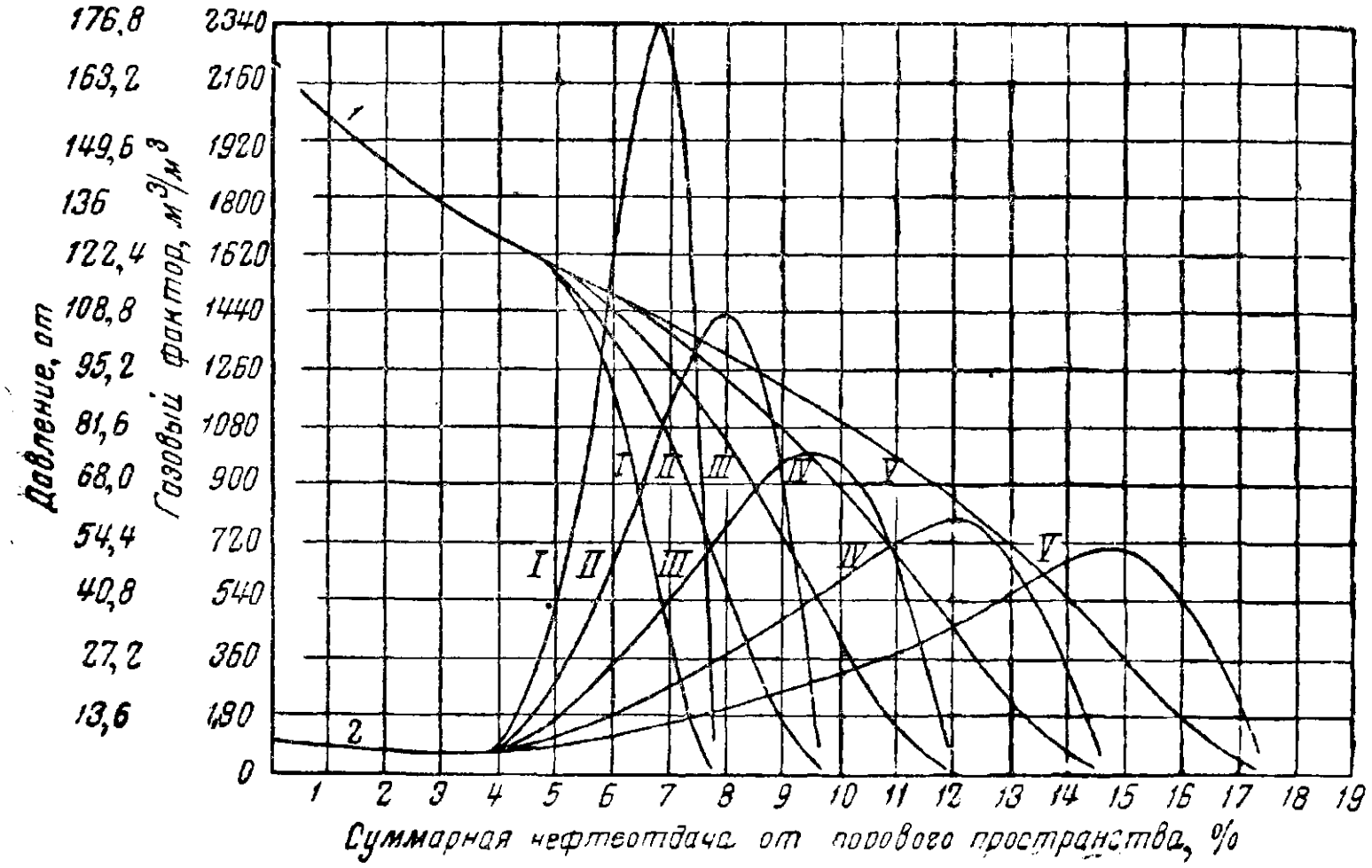
[1] Вязкости природных газов при пластовых температурах не меняются так резко с изменением плотности сырой нефти, связанной с газом; принятые изменения в $\mu_н/\mu_г$ приписывались всецело изменениям вязкости нефти.

[2] В области, где $\psi = 0$, уравнение (1) можно формально интегрировать, чтобы получить

$$\frac{\varrho}{\varrho_{нi}} = 1 - \frac{1}{\gamma} e^{-\int_p^{p_i} \lambda dp} \int_p^{p_i} \gamma\lambda\, dp e^{\int_p^{p_i} \lambda dp}.$$

уравнению 7.3(1) для данного давления и нефтенасыщения R возрастает линейно с $\mu_н/\mu_г$. Отсюда по мере увеличения вязкости нефти газ рассеивается быстрее, давление падает резче, а конечная нефтеотдача соответственно уменьшается.

В табл. 12 суммированы некоторые численные значения из фиг. 98, связанные с нефтедобычей и газовым фактором. Во всех случаях растворимость газа на точке насыщения 170 *ат* поддерживалась неизменной — 96 $м^3/м^3$, усадка [1] пластовой нефти была принята 30,8%, а содержание связанной воды 30%.



Фиг. 98. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для гипотетических пластов с режимом растворенного газа, из которых добывается нефть с различной вязкостью.

Для кривых *I*, *II*, *III*, *IV* и *V* вязкости дегазированной нефти приняты соответственно 11,04; 5,52; 2,76; 1,38 и 0,69 сантипуаза. Растворимость газа во всех случаях составляет 96 $м^3/м^3$ при давлении 170 *ат*. Насыщение связанной водой принимается равным 30%. *1* — пластовое давление; *2* — газонефтяной фактор.

Данные табл. 12 приведены на фиг. 99 в зависимости от вязкости дегазированной сырой нефти и ее обратной величины. Последняя дает возможность экстраполировать эту зависимость до вязкости выше минимума (табл. 12), как это показано на фиг. 99 пунктирными отрезками. Эти отрезки нанесены так, что пространство, занятое свободным газом, даже при бесконечной его вязкости, равняется равновесному насыщению свободным газом в 10%.

Уменьшение нефтеотдачи с ростом вязкости выполаживается при высокой вязкости. Однако влияние вязкости на нефтеотдачу

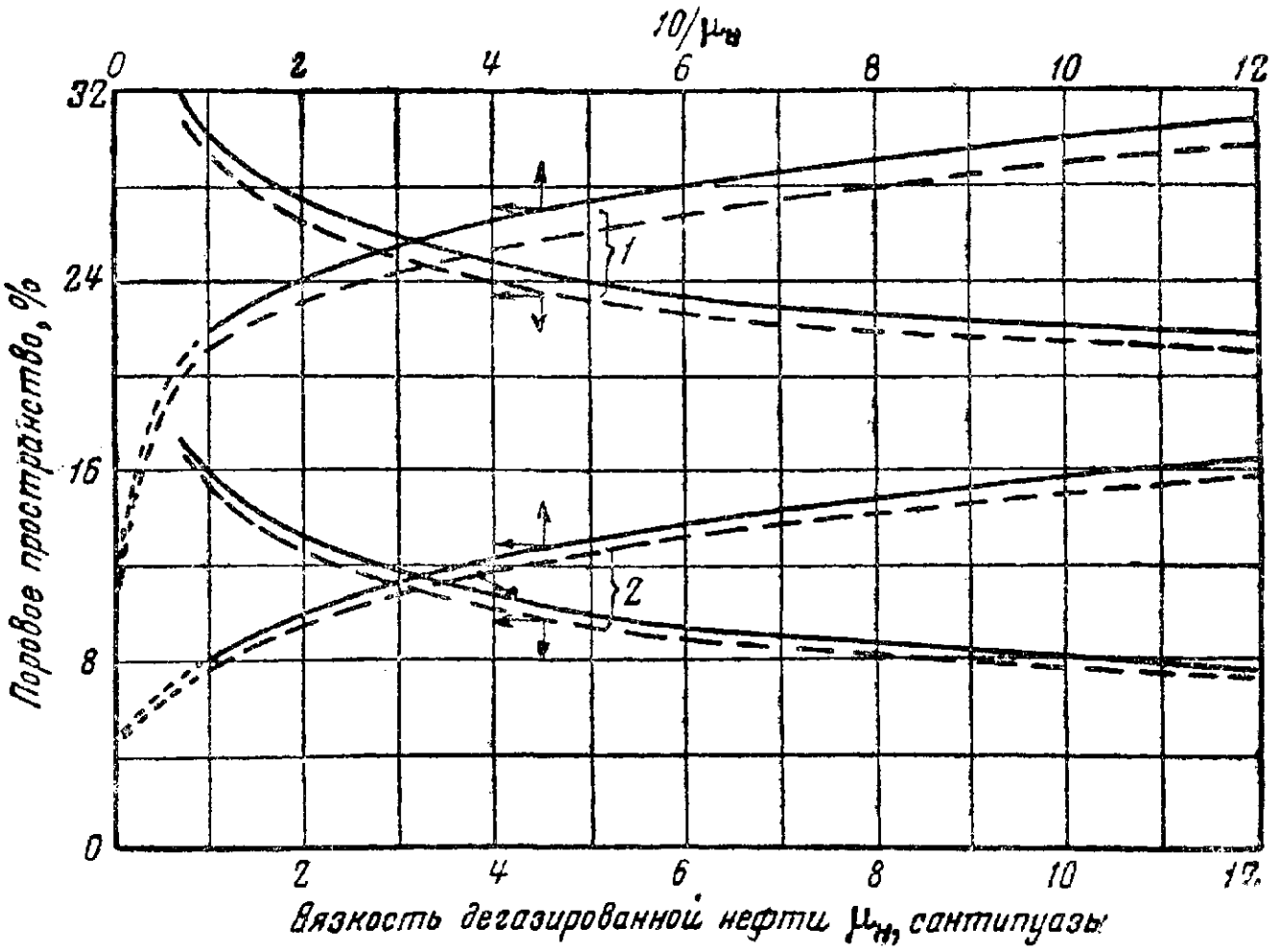
---

[1] Усадка в процентах, использованная здесь, представляет коэффициент пластового объема нефтяной фазы минус единица при умножении на 100.

Таблица 12

Подсчет суммарной нефтеотдачи и максимального газонефтяного фактора в месторождениях с режимом растворенного газа и нефтями различной вязкости

Вязкость дегазированной нефти, сантипуазы	Добыча дегазированной нефти в % порового пространства		Добыча дегазированной нефти в % от первоначального запаса нефти в пласте		Насыщение свободным газом в % порового пространства		Максимальный газовый фактор, $м^3/м^3$
	физический конечный отбор при атмосферном давлении	при 7 *am*	физический конечный отбор при атмосферном давлении	при 7 *am*	физический конечный отбор при атмосферном давлении	при 7 *am*	
0,69	17,3	16,6	32,3	31,0	31,7	30,7	702
1,38	14,5	13,8	27,1	25,8	28,7	27,7	792
2,76	11,9	11,3	22,2	21,2	26,0	25,1	1008
5,52	9,65	9,26	18,0	17,3	23,6	22,9	1440
11,04	7,79	7,54	14,6	14,1	21,7	21,0	2520

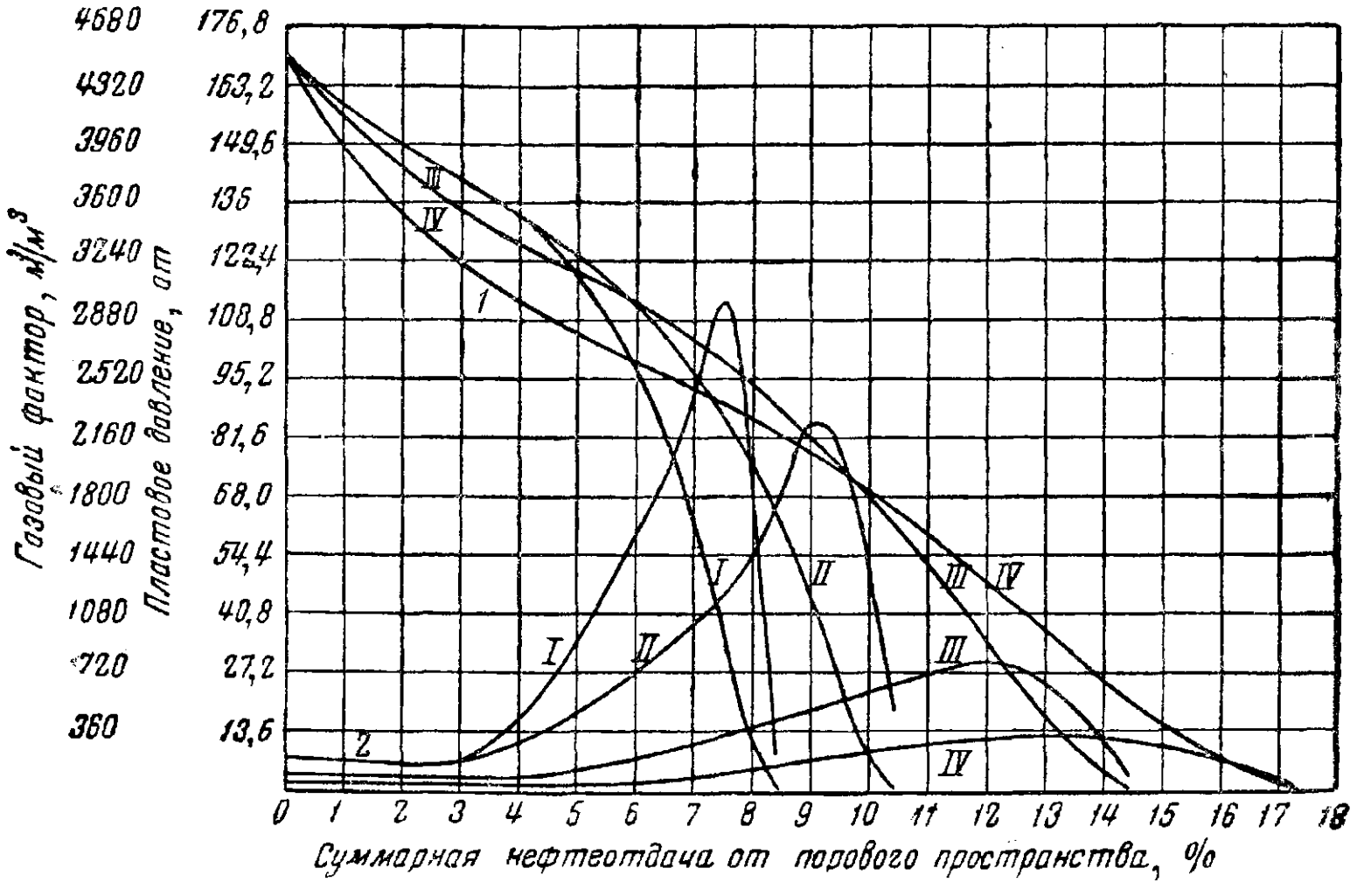


Фиг. 99. Вычисленная суммарная нефтеотдача, выраженная количеством дегазированной нефти и насыщенности пласта свободным газом, для гипотетических пластов с режимом растворенного газа в зависимости от вязкости дегазированной нефти.

Сплошные кривые — суммарные нефтеотдачи при истощении пласта до атмосферного давления. Прерывистые линии — до 7 *am*. *1* — суммарное насыщение свободным газом; *2* — количество дегазированной нефти.

очень велико. Изменение в конечном насыщении свободным газом грубо параллельно изменению добычи товарной нефти.

Влияние растворимости газа можно рассматривать аналогичным эффекту вязкости сырой нефти. Для получения более реальной оценки роли растворимости газа необходимо принять во внимание, что расширение сырой нефти, считая от атмосферных условий, и коэффициент усадки возрастают вместе с количеством газа в растворе (фиг. 30). В первом приближении усадку можно принять пропорциональной растворимости газа.



Фиг. 100. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для гипотетических пластов с режимом растворенного газа, из которых добывается нефть с различной растворимостью газа, усадкой и вязкостью.
Кривые *I, II, III, IV* относятся к значениям растворимости и усадки, представленным соответственно в первых четырех рядах табл. 13. *1* — пластовые давления; *2* — газонефтяные факторы.

Результаты вычислений, где принятая растворимость менялась [1] в соответствии с изменением усадки, а также без нее, нанесены на фиг. 100.

Дебиты, выраженные кривыми на фиг. 100, суммированы в табл. 13 вместе с результатами двух дополнительных вычислений, помещенных в последние два ряда. Сравнение первого и второго рядов таблицы вновь указывает на непосредственное влияние изменений вязкости сырой нефти на нефтеотдачу, аналогичное указанному в табл. 12, но для большей общей растворимости газа и усадки нефти.

---

[1] Во всех расчетах настоящего раздела физические параметры изменялись однородно по всему интервалу давления с постоянным коэффициентом, соответствующим граничному значению, указанному в таблицах.

Таблица 13

Подсчет влияния растворимости газа и усадки на суммарную нефтеотдачу в месторождениях с режимом растворенного газа

Растворимость при 170 *ат*, $м^3/м^3$	Вязкость дегазированной нефти, сантипуазы	Усадка от 170 *ат*, %	Дегазированная нефть в % от порового пространства		Дегазированная нефть в % от начального запаса нефти в пласте		Насыщение газом в % порового пространства		Максимальный газовый фактор, $м/м^3$
			при атмосферных условиях	при 7 *ат*	при атмосферных условиях	при 7 *ат*	при атмосферных условиях	при 7 *ат*	
192	2,76	61,6	8,41	8,17	19,4	18,9	31,1	30,3	2990
192	1,38	61,6	10,4	10,1	24,1	23,4	33,9	32,5	2250
96	1,38	30,8	14,5	13,8	27,1	25,8	28,7	27,7	792
48	1,38	15,4	17,3	16,2	28,6	26,7	25,4	24,1	342
192	1,38	30,8	17,2	16,7	32,1	31,1	31,6	30,7	1692
96	1,38	0	26,9	25,8	38,4	36,8	26,9	25,8	567

Эффект изменения растворимости виден из сравнения третьего и пятого рядов табл. 13. Как и следует ожидать, суммарная добыча увеличивается с ростом количества растворенного газа. Увеличение нефтеотдачи, вызванное удвоением растворимости, равно лишь 3% порового пространства. При изменении усадки изменение суммарной нефтеотдачи значительно сильнее, как показывают данные второго и пятого рядов таблицы.

Результирующий эффект от одновременного изменения растворимости и усадки виден из сравнения второго, третьего и четвертого рядов; они показывают равновесие между тенденцией к большей нефтеотдаче с ростом растворимости газа, а при уменьшении усадки — к снижению нефтеотдачи. При этом последний фактор определенно преобладает. Именно по этой причине ряды второй, третий и четвертый показывают ненормальное снижение нефтеотдачи при увеличении растворимости газа. Контролирующая роль усадки нефти подчеркнута в шестом ряду, где была произвольно допущена нулевая усадка. Для этого исключительного случая нефтеотдача, выраженная в долях порового пространства или первоначального запаса нефти в пласте, выше, чем во всех других случаях, хотя возникшее насыщение свободным газом фактически меньше по сравнению с другими показателями, за исключением занесенного в четвертый ряд. Если бы нефть не подвергалась усадке, все насыщение пласта свободным газом создавалось бы вытеснением нефти. Если усадка велика, она стремится создать депрессионную воронку и ускорить темп истощения энергии газа в добавление к нормально возникающему благодаря отбору нефти.

В обоих случаях, указанных в табл. 13 для усадки 61,6% (первый и второй ряды), насыщение свободным газом может быть создано простым выделением газа из раствора и охлаждением до обычной температуры без какого-либо вытеснения нефти.

Значение усадки для определения фактической нефтеотдачи еще более подчеркивается тем, что, несмотря на рост порового пространства, занятого свободным газом, добыча дегазированной нефти снижается с возросшей растворимостью газа вследствие отбора нефти из пласта (второй, третий и четвертый ряды). Среди систем, имеющих вязкость дегазированной нефти 1,38 сантипуаза, наименьшую суммарную добычу показывает система при наибольшем насыщении свободным газом (второй ряд).

Необходимо отметить, что наибольшую конечную нефтеотдачу имеет система с наименьшей растворимостью газа (четвертый ряд) и где начальное падение давления наиболее резко (кривая *IV*, фиг. 100). Чтобы создать насыщение свободным газом для замещения данного объема отобранной нефти, необходимое падение давления возрастает с уменьшением растворимости газа при условии, что все остальные факторы в основном не меняются.

Можно установить влияние одновременного изменения физических свойств углеводородных жидкостей, возникающее на практике, если рассмотреть удельный вес (плотность) сырой нефти как общий характеристический параметр газовой и нефтяной систем. Плотность сырой нефти ни в коем случае не определяет всех физических свойств углеводородной системы. Однако она является полуколичественным средством увязки многих наблюдений над растворимостью газа, усадкой и вязкостью отдельных нефтяных и газовых систем.

Используя эмпирические корреляционные диаграммы из главы 2, можно построить средние кривые зависимости основных свойств жидкостей газовых и нефтяных систем с различной плотностью сырых нефтей при пластовой температуре как функции давления. Значения, найденные для этой функции, при 205 *ат* и принятой пластовой температуре 87,8° занесены в табл. 14.

Таблица 14

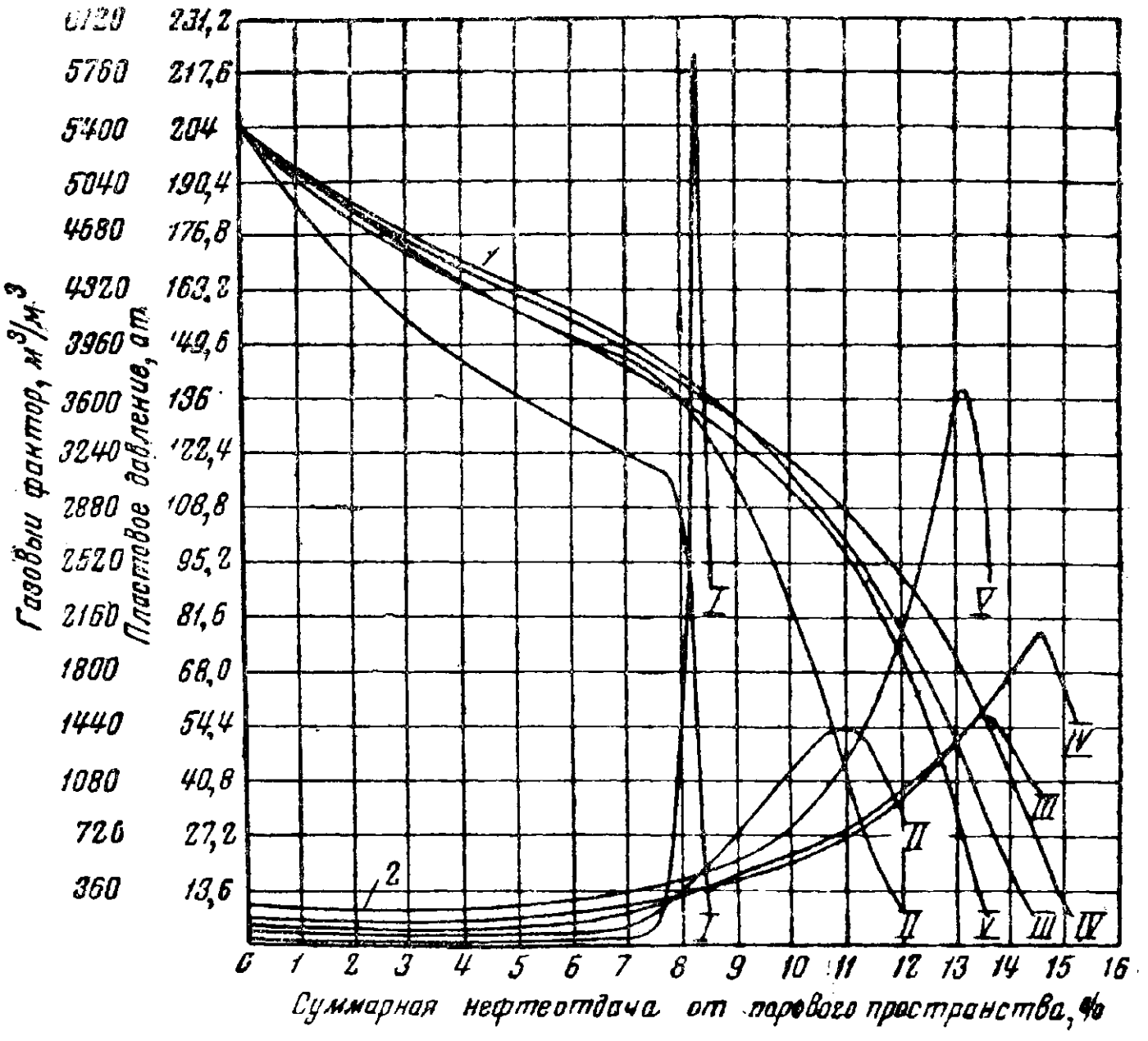
Значения параметров углеводородных жидкостей при 87,8°С, принятые для различной плотности сырой нефти

Плотность нефти, *г/см³*	Растворимость газа при 205 *ат*, *м³/м³*	Пластовый объем нефти при 205 *ат*	Вязкость нефти при 205 *ат*, сантипуазы	Вязкость нефти при 1 *ат*, сантипуазы	Относительная плотность газа при 205 *ат*	Вязкость газа при 205 *ат* и $\times 10^2$
1,0	37	1,000	76	430	177	2,02
0,933	83	1,220	2,8	13,7	186	2,08
0,875	133	1,352	0,69	2,44	195	2,25
0,824	186	1,521	0,29	0,90	203	2,54
0,778	252	1,763	0,14	0,47	210	2,94

Использовав комплекс функций, выражающих свойства жидкостей, для интегрирования уравнения 7.3(1) можно вычис-

лить процессы нефтеотдачи для систем с газовым напором и различной плотностью сырых нефтей.

Результаты вычислений приведены на фиг. 101. Дебиты, относящиеся к состоянию фактического конечного истощения при 7 *ат* и максимальные газовые факторы приведены на фиг. 102 как функции плотности сырой нефти. Во всех случаях насыщение связанной водой равнялось 25%; соотношение проницаемо-



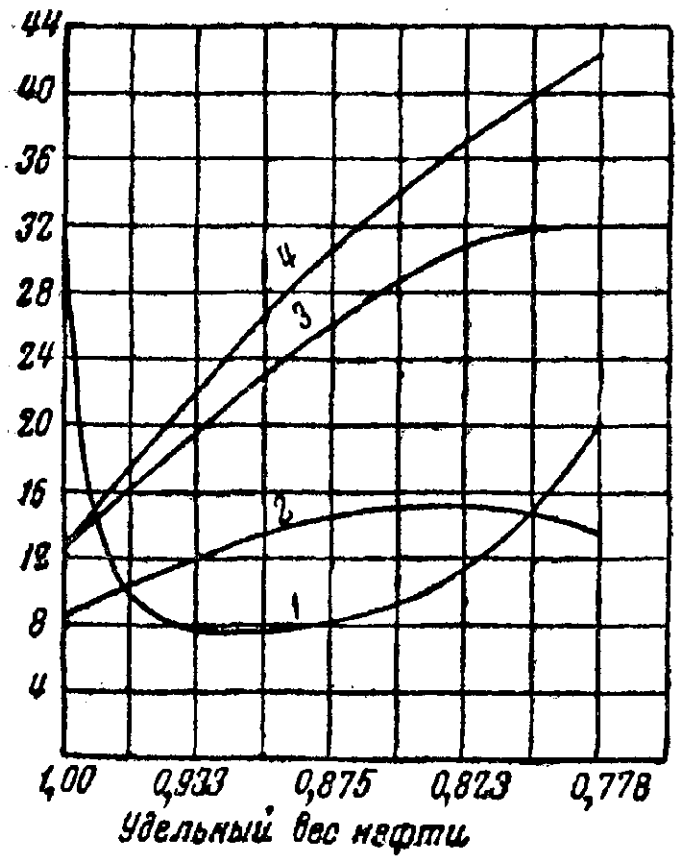
Фиг. 101. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для гипотетических пластов с режимом растворенного газа, из которых добываются нефти с различным удельным весом.

Кривые *I*, *II*, *III*, *IV* и *V* относятся соответственно к нефтям уд. веса 1,00; 0,933; 0,875; 0,823; и 0,778. Насыщение связанной водой принимается равным 25%. *1* — пластовые давления; *2* — газонефтяные факторы.

сти газ — нефть взято согласно фиг. 94, а начальное пластовое давление 205 *ат*. Абсолютная конечная нефтедобыча сначала возрастает с уменьшением плотности сырой нефти, достигает максимума, а затем падает при плотностях меньше 0,824 *г/см*³. В основном это явление отражает эффект усадки, которая при плотностях меньше 0,824 *г/см*³ уравновешивает влияние вязкости нефти и растворимости газа на рост нефтеотдачи.

Однако суммарная нефтеотдача, отнесенная к количеству дегазированной нефти в начальных пластовых условиях, продолжает возрастать с уменьшением плотности до 0,778 *г/см*³, хотя

при более низких плотностях, вероятно, начинается обратное падение ее. Насыщение свободным газом, наступающее при конечном истощении до 7 *ат*, растет с уменьшением плотности сырой нефти по всему интервалу плотностей, приведенному на фиг. 102, и имеет тенденцию к дальнейшему увеличению до плотностей, соответствующих конденсатным нефтям.



Фиг. 102. Расчетные кривые суммарной нефтеотдачи, насыщения свободным газом (при 7 *ат*) и максимального газонефтяного фактора для гипотетических пластов с режимом растворенного газа в зависимости от удельного веса сырой нефти. По оси ординат — численные коэффициенты и проценты.

1 — газонефтяной фактор (в $1{,}8 \cdot 10^2 м^3/м^3$); *2* — суммарная нефтеотдача в процентах от порового пространства; *3* — суммарная нефтеотдача в процентах от начального запаса дегазированной нефти в пласте; *4* — конечное насыщение пласта свободным газом в процентах от порового пространства.

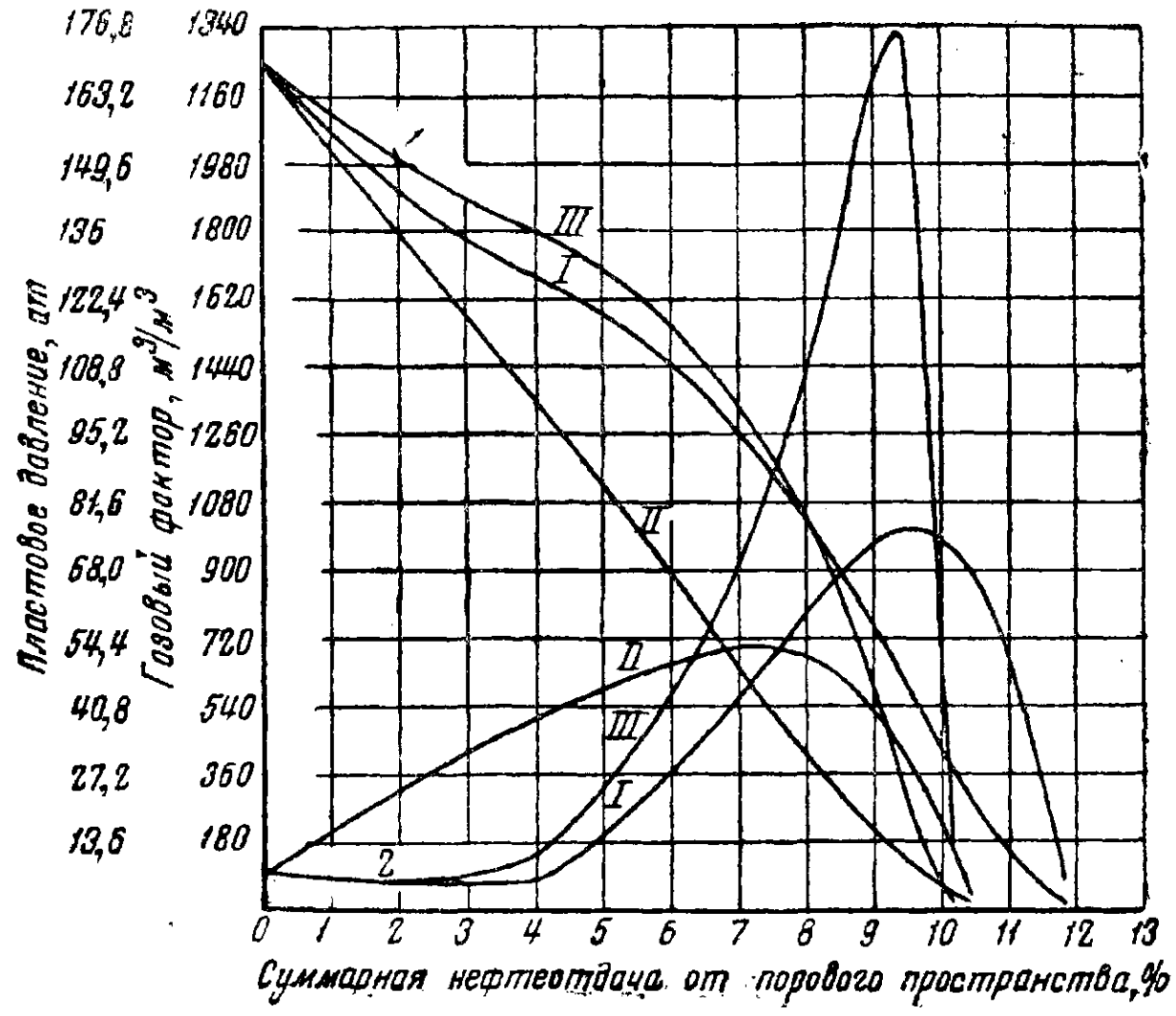
Подъем максимального значения газонефтяного фактора для плотностей ниже примерно 0,903 $г/см^3$ обусловлен главным образом растущей растворимостью газа по мере уменьшения плотности сырой нефти (табл. 14). Исключительно высокое значение газового фактора для нефти удельного веса 1 в значительной степени отражает низкую отдачу и высокую вязкость этой нефти.

Действительно, как только достигнуто равновесное насыщение газом (10%) в системе нефти с плотностью 1 $г/см^3$, газовый фактор возрастает, а давление падает почти отвесно (фиг. 101). Это происходит вследствие резкого увеличения соотношения $k_г/k_н$ под влиянием безразмерного отношения вязкостей нефть—газ $\mu_н/\mu_г$ и высоких скоростей движения газа относительно нефти. Связанное с этим явлением быстрое истощение газа ведет к низкой конечной нефтеотдаче тяжелых нефтей. Вязкость нефти падает с уменьшением плотности и уменьшается также рост газового фактора. Достигнутый максимум последнего снижается, пока не начнет преобладать эффект возрастающей растворимости газа в нефти.

Численные значения, приведенные на фиг. 101 и 102, не должны рассматриваться как количественные определения будущего поведения продуктивного пласта. Установленные допущения в отношении насыщения связанной водой, зависимости «проницаемость — насыщение», полного пренебрежения влиянием сил тяжести и т. д. строго ограничивают абсолютное значение вычислений этого типа. Физическое значение кривых на фиг. 101 и 102 заключается в направлениях конечных выводов

и их сравнительных величин, а также истолковании причин, обусловливающих эти изменения.

Влияние насыщения связанной водой на режим растворенного газа и нефтеотдачу можно оценить тем же путем, что и влияние вязкости, растворимости и усадки. Для вычислений необходимо знать, как может меняться зависимость «проницаемость — насыщение» с водонасыщенностью. Содержание связанной воды в нефтеносных песках обычно увеличивается с пони-



Фиг. 103. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для гипотетических пластов с режимом растворенного газа и различными физическими свойствами нефтяных коллекторов.

Кривая *I* — соотношение проницаемостей для газа и нефти — соответствует сплошной кривой на фиг. 94. Кривая *II* — соотношение проницаемостей для газа и нефти — соответствует пунктирной кривой на фиг. 94. Кривая *III* — насыщение связанной водой — равняется нулю. Принятая растворимость газа при 170 *ат* равна 96 $м^3/м^3$; усадка от 170 *ат* составляет 30,8%; вязкость дегазированной нефти — 2,76 сантипуаза. Для кривых *I* и *II* насыщение связанной водой принято равным 30%; *1* — пластовые давления; *2* — газонефтяные факторы.

жением проницаемости. Исходя из этого, можно ожидать изменений в количественных характеристиках кривых зависимости «проницаемость — насыщение». К сожалению, имеющиеся на этот счет данные слишком скудны для получения каких-либо определенных выводов.

Примем, что сам песок остается неизменным и что $\psi(\varrho)$ представляет функцию общего насыщения жидкостями для умеренных значений водонасыщенности. Для крайнего случая, когда насыщение связанной водой произвольно принято 0, $\psi(\varrho)$ как функция нефтенасыщенности все же выражается кривой на фиг. 94, за исключением смещения в 0,3 по абсциссе. Допустив, что растворимость газа при 170 *ат* равна 96 $м^3/м^3$, усадка

30,8%, а вязкость дегазированной сырой нефти составляет 2,76 сантипуаза, получим вычисленные падения давления и газонефтяной фактор в виде кривых *III* на фиг. 103. Последние указывают конечную нефтеотдачу в процентах от порового пространства: 10,2% при истощении пласта до атмосферного давления и 9,92% при истощении до 7 *ат*, что соответствует насыщению свободным газом в 30,0 и 29,2% соответственно, а также суммарной нефтеотдаче в 13,3 и 13,0% от начального запаса нефти в пласте in situ; максимальный газовый фактор 2300 $м^3/м^3$.

Эти значения необходимо сравнить с соответствующими величинами в третьем ряду табл. 12, который относится к той же самой системе с содержанием связанной воды 30%. Из таблицы видно, что хотя насыщение свободным газом, созданное нефтеотдачей, выше по сравнению с нулевой водонасыщенностью, суммарная нефтеотдача как по абсолютному значению, так и в долях запаса нефти in situ значительно меньше. Это вызвано большей усадкой нефти при дренаже продуктивной площади, когда начальное насыщение последней равняется 100% по сравнению с 70% в рассматриваемом случае. Необходимо подчеркнуть, что в приведенных вычислениях учитывается лишь последний фактор. При сравнении песков с различным водонасыщением может случиться, что связанные с этим различия в характеристике «проницаемость — насыщение» могут видоизменяться и придавать обратное значение их относительным поведениям, которые вытекают из указанного сравнения.

Чувствительность режима растворенного газа к зависимости «проницаемость — насыщение» в продуктивном пласте можно оценить по результатам интегрирования основного дифференциального уравнения для различных типов кривых $\psi(\varrho)$. Кривая, примененная во всех расчетах, относится к равновесному насыщению свободным газом в 10%. Именно этот фактор или допущение дает начальное падение кривых газовых факторов, а также выпуклый тип кривых падения давления [1].

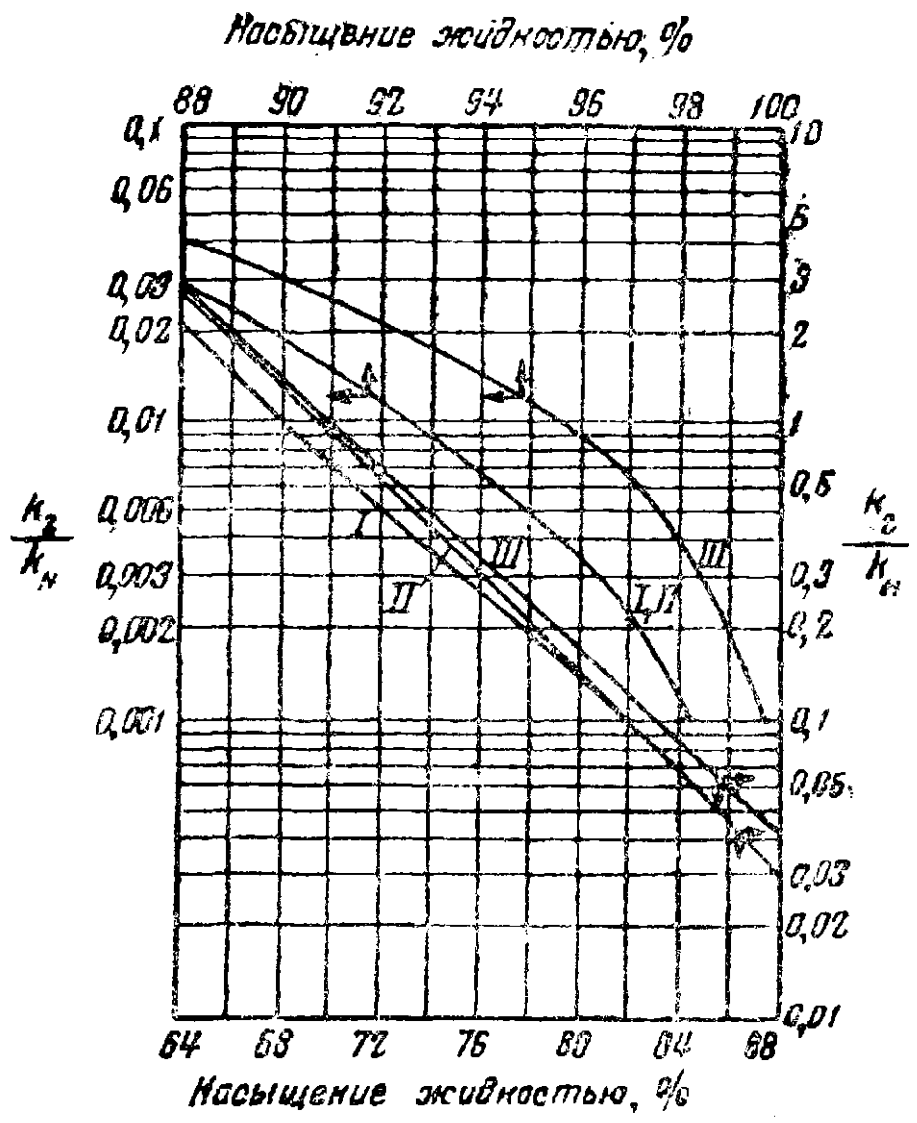
Полученный вывод подтверждается кривыми *II* на фиг. 103, где $\psi(\varrho)$ взято из пунктирной кривой фиг. 94 при отсутствии равновесного газонасыщения, но с параметрами, аналогичными кривым *I* из фиг. 98 (кривые *III*), где видно, что газовый фактор возрастает с самого начала эксплуатации, а кривая падения давления не имеет выпуклости до того, как пройден максимум значения газового фактора. Как и следует ожидать, конечная нефтеотдача при отсутствии равновесного насыщения свободным газом получается значительно ниже. При атмосферном давлении истощения нефтеотдача составляет 10,4% порового пространства, а при 7 *ат* 9,77% по сравнению с 11,9 и 11,3% для случая равно-

---

[1] Конечное равновесие газонасыщения всегда приводит к начальному падению величины газового фактора; такое падение должно осуществиться, если $\left|\frac{d\psi}{d\varrho}\right| < \mu_г/\mu_н\varrho$ при начальном давлении и насыщении.

весного насыщения газом в 10,%. Однако максимальный газовый фактор в этом случае будет ниже, чем для кривой *I*, так как площади, ограниченные кривыми газового фактора, пропорциональные начальной растворимости, должны быть тождественными для обоих случаев.

На фиг. 104 приведены кривые, построенные из данных сравнительных расчетов влияния изменений в характеристиках «проницаемость — насыщение», при низких насыщениях пласта жидкостями или по всему интервалу насыщения, на добычу нефти. Они включают три кривых для $\psi(\varrho)$, которые рассматриваются как разумные приближения к истинной зависимости в естественном нефтяном пласте. Кривые экстраполированы до нуля при 100% насыщении породы жидкостями (в отсутствие равновесного насыщения газом). Содержание связанной воды оценивалось в 20%; начальное пластовое давление было 117,5 *ат*; растворимость газа 136 $м^3/м^3$; усадка 36,0%, а вязкость дегазированной нефти — 2,4 сантипуаза.



Фиг. 104. Кривые соотношения проницаемостей для газа и нефти, применяющиеся для изучения их влияния на режим пластов с режимом растворенного газа.

Месторождение имело начальную газовую шапку, занимавшую объем, равный 54% объема нефтяного горизонта[1]. Кривые *I* и *II* совпадают в области высоких насыщений, а с падением общего насыщения жидкостями ниже 82% расходятся, в то время как кривая *III* расположена выше других по всему интервалу насыщения.

Конечная нефтеотдача (до 7 *ат*) и максимальные газовые факторы, найденные из различных кривых на фиг. 104, суммированы в табл. 15. Как и следует ожидать, наибольшие значения для $\psi(\varrho)$ (кривая *III*) дают наименьшую нефтеотдачу, а самые высокие конечные отборы могут быть получены из низшей кривой для $\psi\ \varrho)$ (кривая *I*). Для кривой *III* значение газового фактора растет быстрее и завершается более низким

[1] Метод учета влияния газовой шапки в отсутствие гравитационного дренирования описан в параграфе ниже.

значением максимума, чем для кривой *II*. Однако в целом табл. 15 показывает, что конечная нефтеотдача мало чувствительна к отдельным изменениям зависимости «проницаемость — насыщение», хотя по абсолютному значению нефтеотдачи небольшие различия, указанные в табл. 15, могут иметь промышленные значения.

Таблица 15

Подсчет влияния изменений зависимости «проницаемость — насыщение» на конечную нефтеотдачу и газонефтяной фактор

Кривая соотношения проницаемостей (фиг. 104)	Конечная нефтеотдача товарной нефти до 7 *ат* падения давления, в % порового объема	Конечная нефтеотдача в % от начального запаса нефти	Насыщение свободным газом при 7 *ат* в % порового объема	Максимальный газонефтяной фактор, $м^3/м^3$
I	16,7	28,4	33,3	2650
II	16,2	27,5	32,7	2970
III	15,5	26,3	31,9	2790

7.5. Нефтяные подземные резервуары с газовой шапкой, но без гравитационного дренирования. Произведем обобщение анализа, рассмотренного в предыдущих параграфах, для охвата подземных резервуаров с налегающей первоначально газовой шапкой при условии, что гравитационное дренирование нефти вниз по падению пласта не играет значительной роли в механизме нефтеотдачи. Это значит, что газовая шапка не расширяется заметно в нефтяную зону. Скорее всего газ из шапки является для последней лишь дополнительным агентом, который проникает в нефтенасыщенный пласт и диффундирует [1] в нем.

На практике гравитационое дренирование всегда присутствует в пласте, за исключением того случая, когда наблюдается перемещение нефти в газовую шапку в результате избыточного истощения газа в последней. Рассмотрим сначала предельный случай, когда оценивается эффект газовой шапки как газового резервуара. До сих пор нет удовлетворительного метода для трактовки проблем гравитационного дренирования. Чтобы учесть даже приближенно гравитационное дренирование, необходимо ввести дополнительные допущения.

Если отношение толщи газовой шапки к толще нефтенасыщенной зоны обозначить через H^*, а количество дегазированной

---

[1] Это относится скорее к движению массы, чем к процессу молекулярной диффузии.

* H представляет «m фактор», иногда используемый в уравнении материального баланса [уравнение 6.6 (2)]. Необходимо допустить, что насыщение связанной водой в газовой шапке аналогично нефтяной зоне, которая первоначально насыщена так, что $\varrho_{нi} = 1 - \varrho_в$.

нефти в газовой шапке через $\varrho_{н\,i}$, то добыча газа в системе пропорциональна

$$Q_г = \frac{H}{1+H}\,\delta\,[S\bar{\varrho}_{н\,i} + \gamma\,(1 - \varrho_в - \beta\bar{\varrho}_{н\,i})] - \\ - \frac{1}{1+H}\,\delta\left[\frac{S\varrho_н}{\beta} + \gamma\,(1 - \varrho_в - \varrho_н)\right]. \qquad (1)$$

Аналогично нефтедобыча пропорциональна

$$Q_н = -\frac{1}{1+H}\,\delta\left(\frac{\varrho_н}{\beta}\right). \qquad (2)$$

Так как предполагается, что только нефтяная зона обнажается в ствол скважины, то уравнения (1) и (2) можно комбинировать с уравнением газового фактора:

$$R = \frac{Q_г}{Q_н} = S + \alpha\psi, \qquad (3)$$

чтобы получить

$$\left(1 + \frac{\mu_н}{\mu_г}\,\psi\right)\frac{d\varrho_н}{dp} = \varrho_н\lambda + (1 - \varrho_в - \varrho_н)\,\varepsilon + \varrho_н\eta\psi + \\ + H\left[\beta\bar{\varrho}_{н\,i}\lambda + (1 - \varrho_в - \beta\bar{\varrho}_{н\,i})\,\varepsilon - \bar{\varrho}_{н\,i}\frac{d\beta}{dp}\right]. \qquad (4)$$

При использовании кривой «проницаемость — насыщение» из фиг. 94, а также зависимостей свойств жидкостей из фиг. 95 интегрирование [1] уравнения (4) для разных значений H приводит к процессам изменения давления и газового фактора во времени, описанных кривыми на фиг. 105. Конечная нефтеотдача и максимальные газовые факторы занесены в табл. 16, а первая построена, кроме того, в зависимости от H на фиг. 106. Во всех случаях принятая растворимость газа при 170 *ат* равна 96 $м^3/м^3$, усадка от 170 *ат* — 30,8%, а вязкость дегазированной нефти ~ 2,76 сантипуаза.

---

[1] Для интервала $\varrho_н$, где $\psi = 0$, уравнение (4) имеет формальное решение:

$$\varrho_н = (1 + H)\,\varrho_{н\,i} - \varphi\,(p)\left[H\,\gamma_i\,\varrho_{н\,i} + (1 + H)\,\varrho_{н\,i}\int_p^{p_i}\frac{\lambda}{\varphi}\,dp + H\,\bar{\varrho}_{н\,i}\times\right. \\ \left.\times\int_p^{p_i}\frac{\left(\beta\lambda - \beta_\varepsilon - \frac{d\beta}{dp}\right)dp}{\varphi}\right],$$

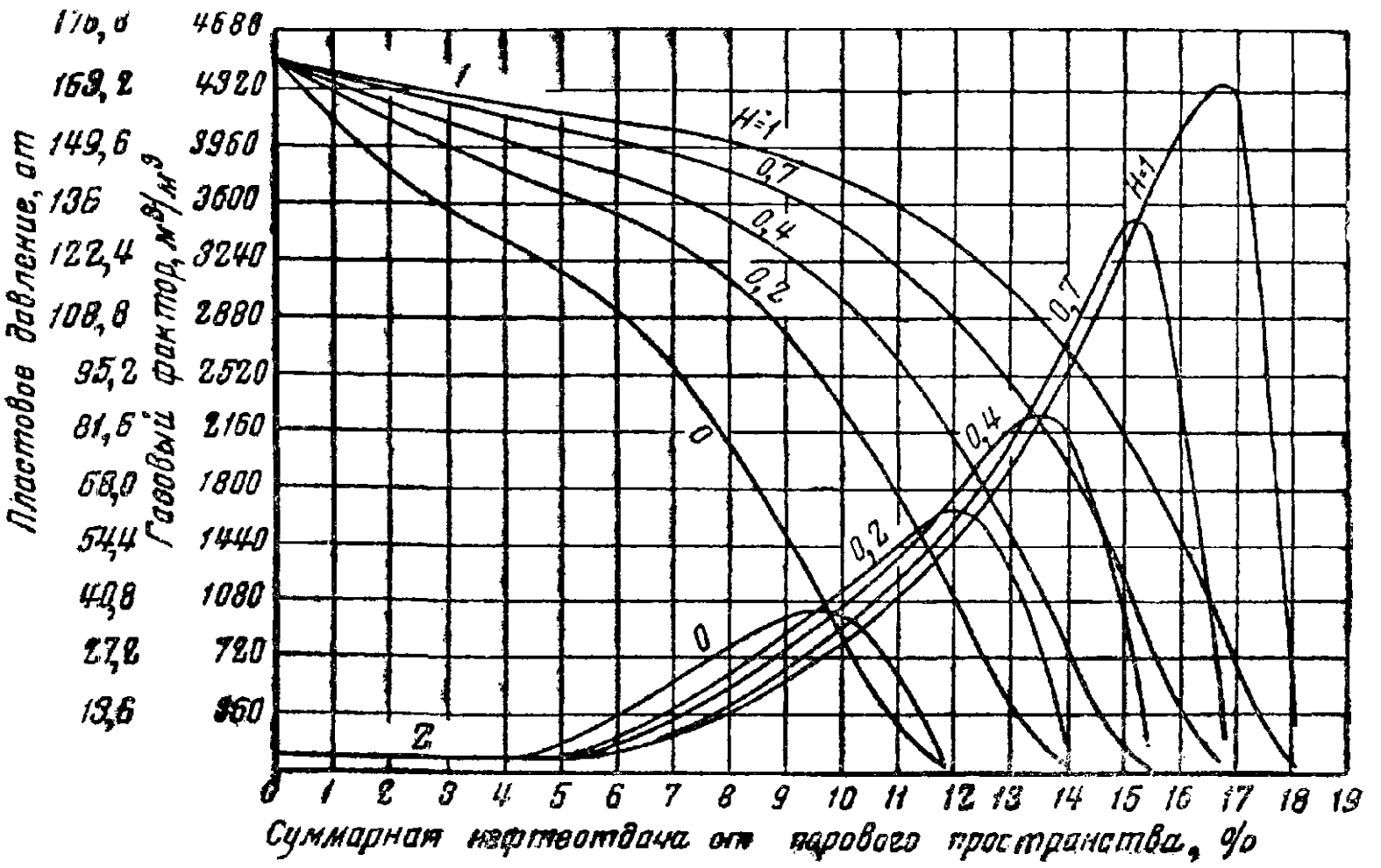
где

$$\varphi\,(p) = \frac{1}{\gamma}\,e^{-\int_p^{p_i}\lambda\,dp}.$$

Таблица 16

Подсчет конечной нефтеотдачи и максимальных газовых факторов для пластов с режимом растворенного газа и различной мощностью газовой шапки

H	Конечная добыча товарной нефти в % порового объема		Конечная добыча товарной нефти в % от начального запаса в пласте		Насыщение свободным газом в % порового объема		Максимальный газовый фактор, $м^3/м^3$	Общий запас газа в начальном запасе нефти, $м^3/м^3$
	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*		
0	11,9	11,3	22,2	21,2	26,0	25,1	1000	96
0,20	14,1	13,6	26,3	25,3	28,3	27,4	1660	155
0,40	15,5	15,0	28,9	28,1	29,8	29,0	2285	217
0,70	16,8	16,4	31,4	30,7	31,2	30,5	3510	305
1,00	18,1	17,1	33,8	33,1	32,5	31,9	4375	400

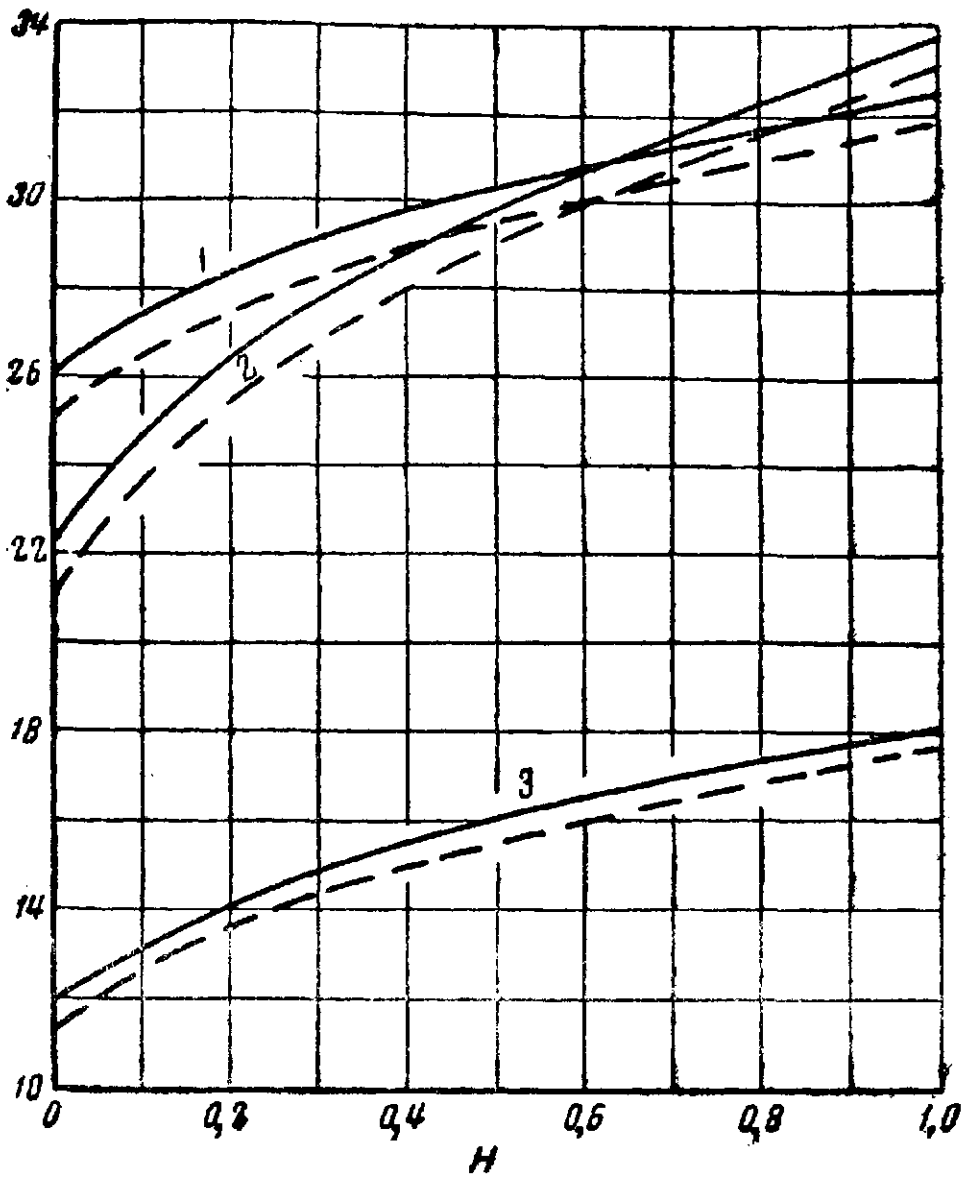


Фиг. 105. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для гипотетических пластов с режимом растворенного газа при различной мощности газовой шапки, но без гравитационного дренирования.

H = (мощность газовой шапки)/(мощность нефтяной зоны). Растворимость газа при 170 *ат* принимается 96 $м^3/м^3$; усадка от 170 *ат* — 30,8%; вязкость нефти при атмосферных условиях — 2,76 сантипуаза; насыщение связанной водой принимается равным 30%; *1* — пластовые давления; *2* — газонефтяные факторы.

Тенденции, выраженные кривыми на фиг. 105 и 106, а также данные табл. 16 вполне соответствуют общему выводу. Конечная нефтеотдача и насыщение свободным газом возрастают с увеличением мощности газовой шапки, хотя изменение происходит

медленнее с отклонениями от линейной зависимости. Максимальное значение газового фактора меняется приближенно линейно с общим количеством имеющегося в пласте газа. Конечная нефтеотдача превышает нефтеотдачу пласта без газовой шапки на 50%, хотя общее содержание газа в пласте увеличивается примерно в четыре раза.



Фиг. 106. Кривые вычисленной суммарной нефтеотдачи и конечного насыщения свободным газом для гипотетических пластов с режимом растворенного газа в зависимости от мощности газовой шапки.

Сплошные кривые соответствуют истощению пласта до атмосферного давления. Прерывистые кривые — до истощения пласта при 7 *am*. Принятые физические условия взяты из фиг. 105; *1* — насыщение пласта свободным газом в процентах от порового пространства; *2* — суммарная нефтеотдача в процентах от начального запаса нефти в пласте; *3* — суммарная нефтеотдача в процентах от порового пространства.

Необходимо подчеркнуть, что полученные выводы ограничены допущением, что газовая шапка не отдает непосредственно газ в эксплуатационные скважины и что она расширяется без помощи разделения пластовой жидкости по удельным весам и дренирования нефти под влиянием силы тяжести. Если первое условие не удовлетворяется, нефтеотдача снижается, а давление пласта падает еще быстрее, как указано на фиг. 105. Если возникают заметное расширение газовой шапки и гравитационное дренирование, нефтеотдача возрастает, а падение давления и рост газового фактора замедляются. Численные результаты или их эквиваленты, полученные аналогичными расчетами, согласно уравнению (4), должны применяться с осторожностью и учетом их ограничений.

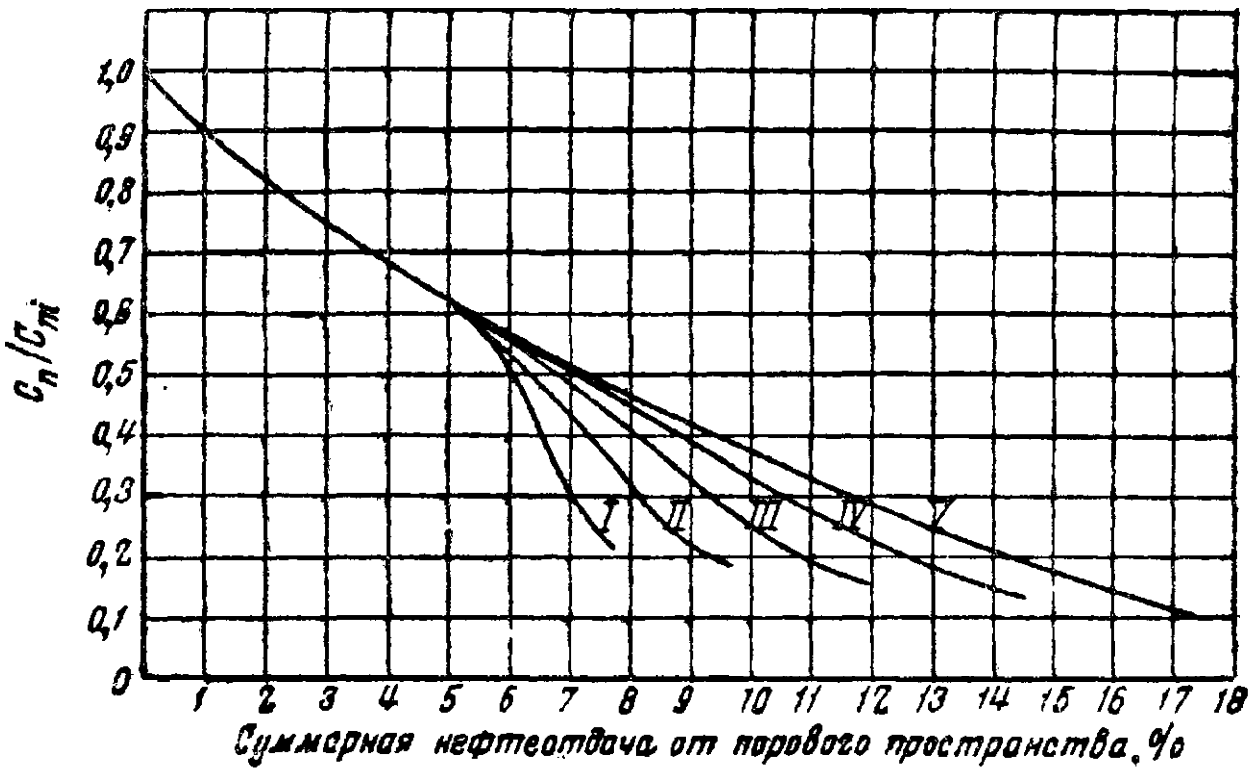
7.6. Падение коэффициента продуктивности и текущего дебита в месторождениях при режиме растворенного газа. Метод исследования подземных резервуаров с режимом растворенного газа, выраженный аналитически уравнением 7.3(1), не учитывает совершенно системы скважин, через которые пласт отдает нефть, и все же тесно связан с продуктивностью скважин. Ранее было указано, что для предельных условий с нулевым перепадом давления коэффициент продуктивности определяется в основном

соотношением $k/\mu\beta$. Условия притока в отдельных скважинах и числовые коэффициенты, входящие в формулу коэффициента продуктивности, весьма неопределенны и поэтому точное определение его абсолютной величины является сомнительным.

Однако изменение коэффициента продуктивности скважины в процессе истощения подземного резервуара, выраженное соотношением

$$\frac{C_{\text{п}}}{C_{\text{п}\,i}} = \frac{k_{\text{н}}/\mu_{\text{н}}\beta}{(k_{\text{н}}/\mu_{\text{н}}\beta)_i}, \qquad (1)$$

где нижний показатель i относится к начальным условиям, должно определяться довольно обоснованно при условии, что скважина характеризует пласт в целом. Если известны пластовое давление и нефтенасыщение как функции конечной нефтеотдачи, можно оценить уравнение (1) также функцией конечной нефтеотдачи.

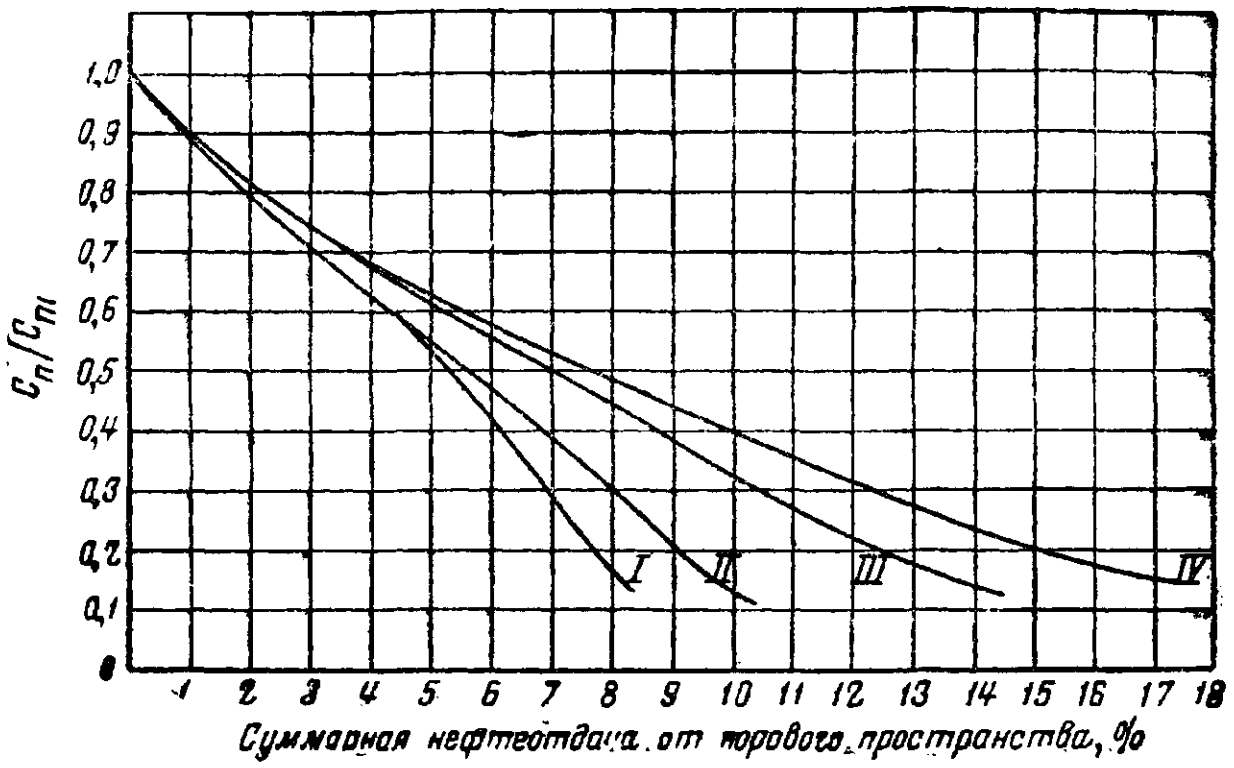


Фиг. 107. Расчетные кривые падения коэффициента продуктивности в гипотетических пластах с режимом растворенного газа для дегазированных нефтей с различной вязкостью.

Для кривых *I*, *II*, *III*, *IV* и *V* вязкости дегазированной нефти принимаются соответственно 11,04; 5,52; 2,76; 1,38 и 0,69 сантипуаза. Остальные физические условия взяты из фиг. 98.

Исходя из таких вычислений, получают результаты, выраженные кривыми на фиг. 107 и 108 для систем, давления и газовые факторы которых приведены на фиг. 98 и 100, с конечной нефтеотдачей, занесенной в табл. 12 и 13. На фиг. 109 приведены графики изменения продуктивности для пластов, дающих сырую нефть различной плотности. Кривые на фиг. 107 и 108 показывают те же совпадения, что и на фиг. 98 и 100 во время начальной фазы процесса нефтеотдачи, когда создается равновесное насыщение газом, и процесс снижения нефтенасыщения не зависит от вязкости нефти.

При конечных условиях — атмосферном давлении или принятом давлении ликвидации — $\mu_н/\mu_{н\,i}$ для систем, описанных на фиг. 98 и 100, тождественны. Отсюда относительные значения коэффициента продуктивности, за исключением β, определяются значением $k_п$, которое в свою очередь зависит от конечных состояний нефтенасыщения. Минимальные значения на фиг. 107 и 108, до которых в конечном счете снижается $C_н/C_{п\,i}$, для тех же β уменьшаются с убывающим нефтенасыщением, что видно из табл. 12 и 13.



Фиг. 108. Расчетные кривые падения коэффициента продуктивности в гипотетических пластах с режимом растворенного газа для нефтей с различной растворимостью газа и усадкой.

Изменение давления и газонефтяного фактора для кривых *I*, *II*, *III*, *IV* взяты из фиг. 100.

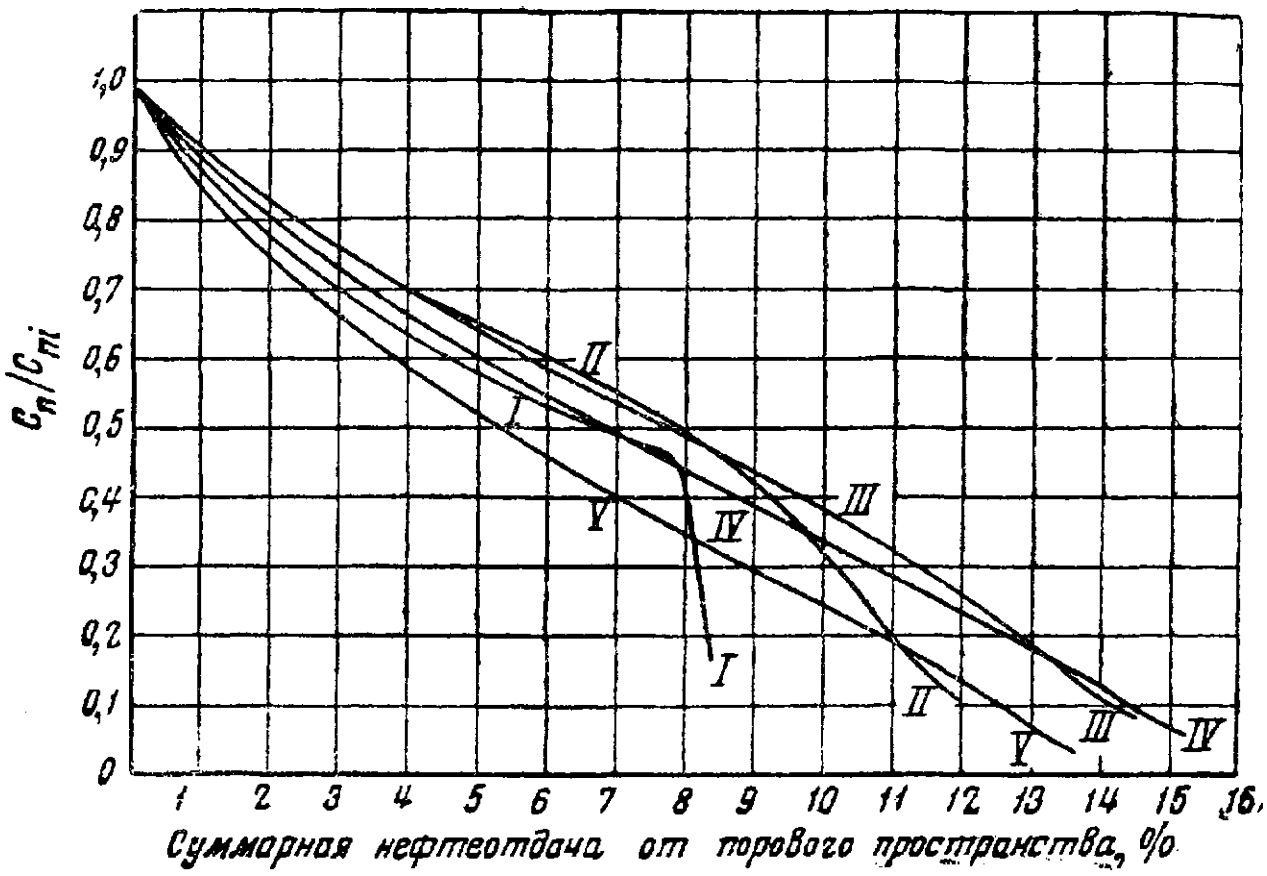
Из фиг. 109 видно, что факторы $(\mu_п\beta)_i/\mu_п\beta$ растут с уменьшением плотности нефти. В результате снижения нефтенасыщения возникающие конечные значения $C_п/C_{п\,i}$ уменьшаются с уменьшением плотности сырой нефти. Оказывается, что коэффициент продуктивности должен упасть в 5—15 раз в результате истощения пласта и связанных с этим изменений факторов, определяющих эксплуатационную производительность скважин.

Сведения о падении коэффициента продуктивности вследствие истощения пласта довольно скудны, но они наблюдались все же в нескольких случаях. Эти данные имеют большое значение, так как показывают длительность изменения характера пластовых жидкостей и его распределение на протяжении процесса нефтеотдачи из пласта.

На кривых фиг. 107 и 109, показывающих величину падения коэффициента продуктивности, накладывается дополнительно падение пластового давления и общих перепадов давления, необходимых для перемещения нефти к забою скважин. Отсюда общая

эксплуатационная производительность или потенциалы скважин снижаются еще более, чем это показывают кривые на фиг. 107 и 109.

Изменение коэффициентов продуктивности (на фиг. 107 и 109) можно использовать для построения кривых падения нефтеотдачи в пластах с энергией исключительно растворенного газа. Так, например, при допущении, что все скважины тождественны и что $n(t)$ представляет число скважин, пробуренных и дающих



Фиг. 109. Расчетные кривые падения коэффициента продуктивности в гипотетических пластах с режимом растворенного газа для нефтей различного удельного веса.

Кривые *I*, *II*, *III*, *IV* и *V* относятся соответственно к уд. весам 1,00; 0,938; 0,875; 0,823; и 0,778.

нефть во время t, — можно выразить дебит месторождения в целом как

$$Q = n\Delta p C_{\text{п}} = \frac{dP}{dt}, \qquad (2)$$

где Δp — общий перепад давления для эксплуатационных скважин, а P — конечная нефтеотдача за время t.

Если месторождение разрабатывается без контроля нефтеотбора, можно принять Δp в долях пластового давления a[1], которое в свою очередь так же, как и $C_{\text{п}}$, можно считать функцией суммарной нефтедобычи, выраженной кривыми аналогично фиг. 97, 98, 100 и 101. Отсюда уравнение (2) можно формально интегрировать как

$$\frac{1}{aC_{\text{п}\,i}} \int \frac{dP}{p\,[C_{\text{п}}/C_{\text{п}\,i}]} = \int n dt, \qquad (3)$$

---

[1] Если скважины работают в различных условиях противодавления, то значение a можно ввести в уравнение (2) и последующее интегрирование выполнять в основном указанным способом.

выражая неявно конечную нефтеотдачу функцией времени. В таком виде правая часть уравнения (3) представляет суммарное время нефтеотдачи, выраженное скважино-месяцами или скважино-годами, но может быть также выражено явно как функция времени, если считать, что процесс разработки пласта $n(t)$ известен. Функции, которыми описываются процессы разработки, приближенно определяются из

$$n = N(1 - e^{-bt}); \quad n = (1 - e^{-bt^2})N; \quad n = \frac{Nt}{b+t}, \tag{4}$$

где N — конечное число пробуренных скважин [1].

Во избежание получения ненадежных абсолютных значений коэффициента продуктивности можно принять $C_{\text{п}\,i}$ как начальный $C_{\text{п}}$ из наиболее ранних исследований скважин, так что $a\,C_{\text{п}i}\,p_i$ представляет начальные дебиты Q_i первых пробуренных скважин. Уравнение (3) можно переписать:

$$\frac{1}{Q_i}\int \frac{dp}{(p/p_i)\,(C_{\text{п}}/C_{\text{п}\,i})} = \int n(t)\,dt. \tag{5}$$

Чтобы показать значение этого приближенного решения, был вычислен интеграл в левой части уравнения (5) для гипотетического пласта, дающего сырую нефть с плотностью 0,875 *г/см³*, описанную данными табл. 14. Продуктивная площадь пласта принята 1600 *га*, мощность 12 *м*, пористость 25%; плотность разбуривания — 16 *га* на скважину. Начальный «потенциал», т. е. $ap_i\,C_{\text{п}\,i}$, был принят 80 *м³/сутки*.

Были приняты три различные варианта разработки пласта, а именно:

$$\left.\begin{aligned} &1)\quad n = 100\,(1 - e^{-0{,}7t}),\\ &2)\quad n = 20\,t; \quad 0 \leqslant t \leqslant 5,\\ &\qquad n = 100; \quad t \geqslant 5,\\ &3)\quad n = 100. \end{aligned}\right\} \tag{6}$$

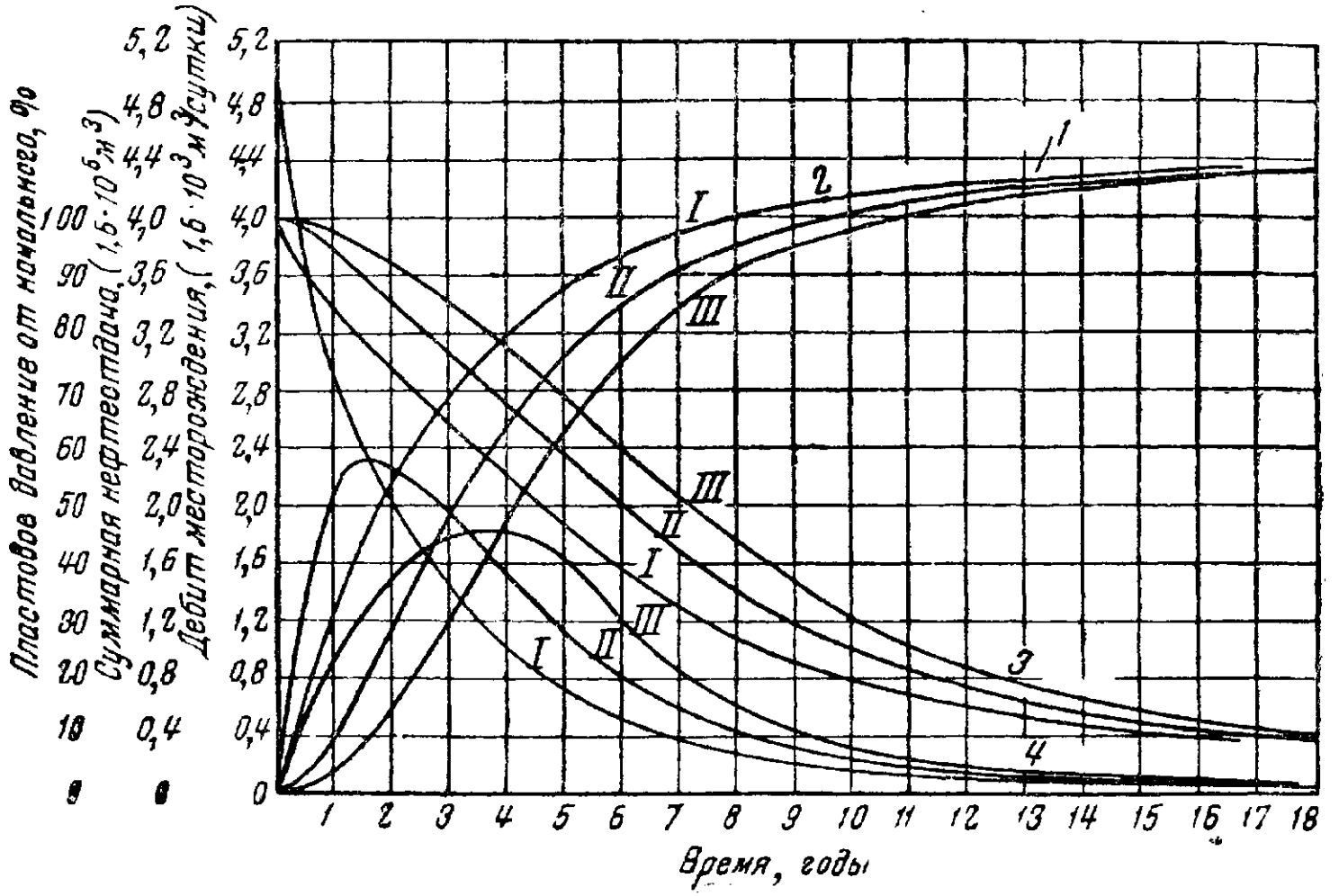
Первый вариант относится к типу первого выражения из уравнения (4). Второй обозначает ежегодное бурение 20 скважин, пока за 5 лет не будут закончены 100 скважин, дающих площадь уплотнения 16 *га/скважин*. Последний вариант представляет идеальный случай, когда все бурение завершено до начала эксплуатации.

На фиг. 110 приведены кривые зависимости падения нефтедобычи и конечной нефтеотдачи от времени, вычисленные из этих допущений.

---

[1] На практике количество эксплуатационных скважин не является непрерывно растущей функцией времени. Вследствие изменения эксплуатационной производительности отдельных скважин их забрасывают по мере истощения. Они не остаются в эксплуатации в течение всей разработки месторождения, как этого требует уравнение (4).

На фиг. 110 имеются также кривые падения давления, где последнее выражено в долях его начального значения. Полученные кривые падения нефтедобычи и конечной нефтеотдачи повторяют качественно фактические кривые, наблюдаемые для более старых, работавших бесконтрольно, месторождений с режимом растворенного газа. Вследствие многих упрощений, лежащих в основе полученных кривых, не следует приписывать большого



Фиг. 110. Расчетные кривые приближенных текущих дебитов, падения пластового давления и суммарной нефтеотдачи в гипотетических пластах с режимом растворенного газа во времени и для различных проектов разработки.

Кривые *I* соответствуют условию, при котором все 100 скважин были пробурены до начала эксплуатации. Кривые $II — n = 100\,(1 - e^{-0{,}7t})$ — числу скважин ко времени t (в годах). Кривые *III* — бурение ведется 5 лет и ежегодно выходит из бурения 20 скважин. Общая площадь продуктивного пласта 1600 *га*, мощность пласта 12 *м*; пористость 25%. Максимальная начальная производительность скважины 80 *м*³/*сутки*. Динамика нефтедобычи принята для нефти удельного веса 0,875 и условий, приведенных на фиг. 101; *1* — физически возможная суммарная нефтеотдача; *2* — суммарная добыча нефти; *3* — пластовое давление; *4* — дебит.

значения численным величинам фиг. 110. Последние основываются на допущении, что месторождение не подвергается контролю, — положение, редко встречающееся в текущей промысловой практике. Однако метод вычислений, примененный для получения кривых на фиг. 110, можно использовать, когда в месторождении проводят ограничения по отбору жидкостей. Тогда соответствующее значение среднего дебита на скважину выражается $\Delta p C_{\text{п}}$. Если Δp выражена в долях текущего пластового давления, то значение пластового давления или конечной нефтеотдачи для требуемого $\Delta p C_{\text{п}}$ можно определить из вычисленных кривых давления и из зависимости $C_{\text{п}}$ от конечной нефтеотдачи, согласно фиг. 101 и 109. Полученные пластовое давление и сум-

марная нефтедобыча представляют отправную точку для неограниченного отбора нефти и убывающего дебита пласта.

Эквивалент времени легко рассчитать из дебитов в течение периода контроля за отбором нефти. Последующий процесс эксплуатации месторождения во времени можно подсчитать таким же методом, что и для пласта, дающего нефть бесконтрольно с самого начала разработки. Описанный метод можно применить также для установления изменения, со временем, давления и дебита в пластах, подвергающихся закачке газа.

Для определения зависимости «давление — нефтеотдача» при поддержании давления можно ввести в уравнение (3) или (5) время, чтобы получить кривые падения давления и дебитов в зависимости от времени, аналогично фиг. 110. Этот метод может иметь особое значение при оценке в проектировании закачки газа в пласты.

7.7. Закачка газа в пласты с газовой энергией; поддержание давления. Изучение подземных резервуаров с газовой энергией можно обобщить еще дальше для случая обратной закачки газа в продуктивный пласт на раннем этапе нефтедобычи [1]. Вновь вводится допущение, что можно пренебречь влиянием силы тяжести. Предполагается, что нагнетаемый газ распределяется и проникает равномерно по всему пласту, если в нем нет первоначально газовой шапки, и в конце концов рассеивается по всей нефтяной зоне, даже если его закачивают непосредственно в налегающую газовую шапку. Закачку нагнетаемого газа можно представить себе как частичное или полное замещение отбираемого газа из пласта, связанного с добычей нефти.

Закачка газа в нефтяной подземный резервуар на раннем этапе добычи нефти обычно называется «поддержанием давления в пласте» нагнетанием газа [2].

Непосредственный возврат всего или части отобранного газа из пласта приводит к задержке падения пластового давления. Если в пласт нагнетается достаточно газа, то падение давления полностью приостанавливается и оно поддерживается на данном значении. Само по себе поддержание давления важно как средство продлить фонтанный период эксплуатационных скважин и поддержать их высокую производительность. Положительные стороны поддержания давления имеют большое значение. Когда поддержание давления предохраняет кривую зависимости

---

[1] Под «первичным», или ранним, этапом нефтедобычи надо понимать период, который начинается с открытия месторождения и продолжается до тех пор, пока первоначальные источники пластовой энергии одни не в состоянии поддерживать промышленно выгодных дебитов нефти.

[2] Применялся также термин «репрессия». Теперь этот термин обычно применяется для закачки газа в пласт, в основном истощенный первичной эксплуатацией, т. е. к «вторичной эксплуатации». Кроме того, в противоположность операции по «поддержанию давления» эксплуатация месторождения без нагнетания жидкостей часто описывается чач нефтеотдача при «истощении давления».

«давление — конечная нефтеотдача» от выполаживания так, что суммарная нефтеотдача возрастает, процесс поддержания давления может быть оценен проще. Здесь рассматривается именно эта сторона проблемы.

Закачка выражается долей r — отобранного при эксплуатации и возвращенного обратно в пласт газа. Основное дифференциальное уравнение, аналогичное выведенному в параграфе 7.5, имеет единственное отличие, что $Q_г/Q_н$ из уравнения 7.5 (3) заменено

$$\frac{Q_г}{Q_н} = (S + \alpha\psi)(1 - r). \qquad (1)$$

Уравнение для $d\varrho_н/dp$ тогда определится из выражения

$$\frac{d\varrho_н}{dp} = \frac{\varrho_н\lambda + (1-\varrho_в-\varrho_н)\varepsilon + \varrho_н\eta\left(\psi - \frac{rR}{\alpha}\right) + \frac{+H\left[\beta\bar{\varrho}_{н\,i}\lambda + (1-\varrho_в-\beta\bar{\varrho}_{н\,i})\varepsilon - \bar{\varrho}_{н\,i}\frac{d\beta}{dp}\right]}{1+\frac{\mu_н}{\mu_г}\left(\psi-\frac{rR}{\alpha}\right)}}{1+\frac{\mu_н}{\mu_г}\left(\psi-\frac{rR}{\alpha}\right)}, \qquad (2)$$

где обозначения приняты из уравнения 7.5 (4).

Используя сплошную кривую $\psi(\varrho)$ на фиг. 94 и кривые на фиг. 95 и 81, а также допуская $H = 0$, т. е. отсутствие первоначальной газовой шапки, получаем на фиг. 111 подсчитанное давление и газовый фактор для нескольких значений r. Кривые для $r = 0$ соответствуют фиг. 97. Соотношения отобранных газа и нефти подсчитаны согласно уравнению 7.5 (3).

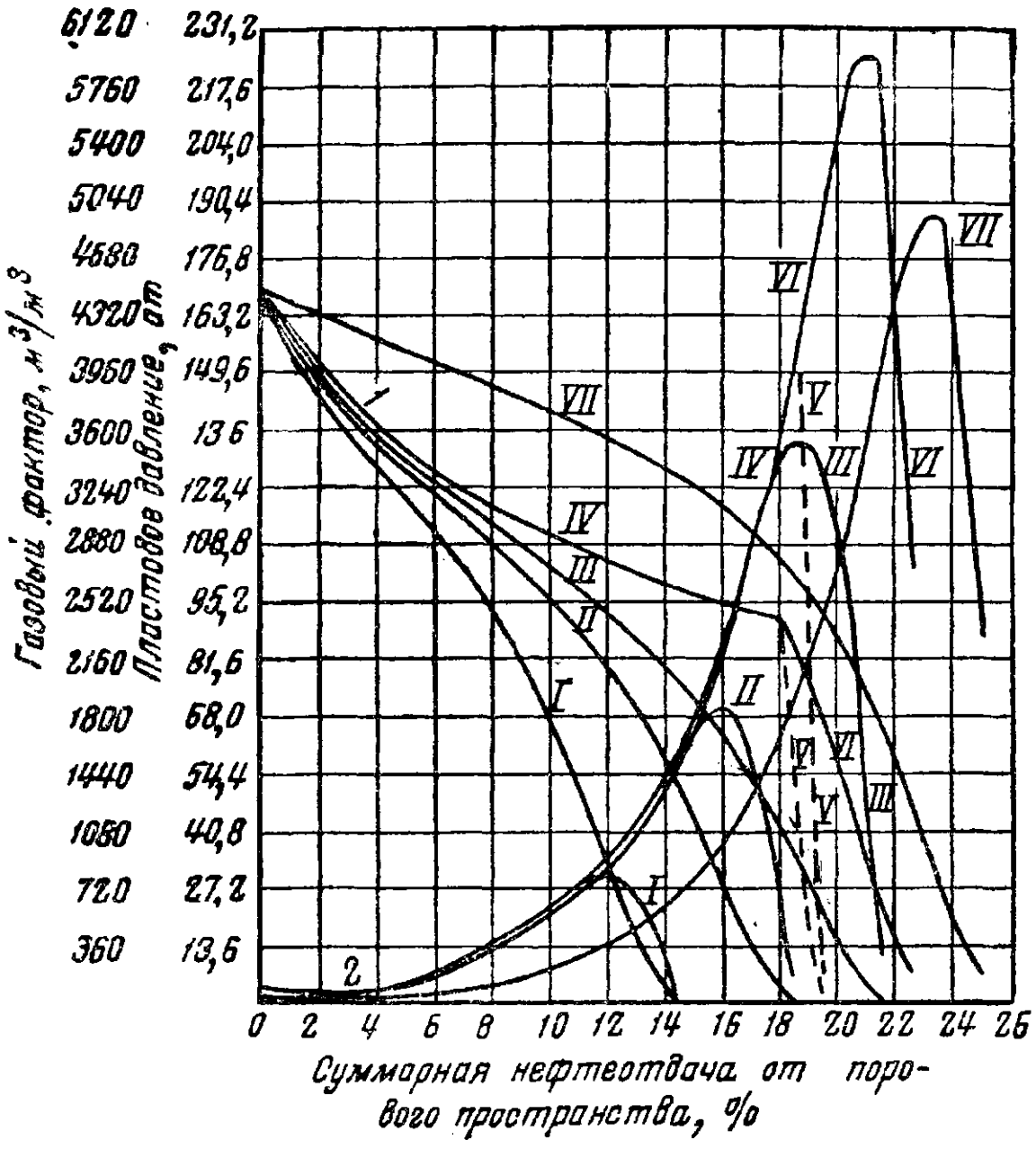
Когда большая часть отобранного газа возвращается в подземный резервуар, падение давления замедляется, а нефтеотдача возрастает. Одновременно растут газовые факторы до повышенных максимальных значений.

На практике нецелесообразно продолжать эти операции при исключительно высоких газовых факторах. Поэтому значение r или количество возвращаемого газа должно изменяться, когда превышен экономический предел.

Фиг. 111 показывает, что для предела 3600 $м^3/м^3$ необходимо изменить или закончить операции по обратной закачке газа, после добычи, составляющей 18,2% порового пространства, и падения давления до 93 *ат*. Если закачку газа прекратить полностью, то давление и газовый фактор соответствуют пунктирным кривым. Давление начинает круто падать, а газовый фактор снизится очень быстро после некоторого дальнейшего своего роста. При 7 *ат* истощения конечный дебит составит 19,3% порового пространства, а при атмосферном давлении ~ 19,6%. Если же закачка продолжается с уменьшенным расходом в 80% воз-

врата от добычи газа [1], то последующий процесс нефтеотдачи соответствует сплошным отрезкам кривых (*IV*).

Газовый фактор продолжает возрастать до 5960 *м*³/*м*³ даже при полностью прекращенной закачке газа, но падение пластового давления происходит более постепенно. Суммарная нефтеотдача при 7 *ат* истощения составит 22,7% порового простран-



Фиг. 111. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для гипотетического пласта с режимом растворенного газа, при различном количестве нагнетаемого газа в пласт, без разделения газа в последнем.

Кривые *I* — *r* (часть добытого газа, возвращаемая обратно в пласт) = 0. Кривые *II* — *r* = 0,6. Кривые *III* — *r* = 0,8. Кривые *IV* — *r* = 1, вплоть до газовых факторов — 3600 *м*³/*м*³. Кривые *V* — продолжение кривых *IV* — для *r* = 0. Кривые *VI* — продолжение кривых *IV* — для *r* = 0,8. Кривые *VII* — *r* = 0,8 при начальной газовой шапке с мощностью, равной половине мощности нефтяной зоны. Газонефтяные факторы для кривой *VII* составляют половину рассчитанной величины. Физические характеристики пласта соответствуют фиг. 96; *1* — пластовые давления; *2* — газонефтяные факторы.

ства. В табл. 17 приведены вычисленные результаты общей нефтеотдачи при различной степени возврата газа обратно в пласт.

Согласно табл. 17 для непрерывного возврата газа при $r = 0{,}8$, а также возврата газа, который прекращается при $r = 0{,}8$, после первоначальной 100% закачки вычисленное уве-

[1] Когда газ нагнетается с циркулирующим газовым фактором *r*, уравнение (2) справедливо, если вместо *rR* подставлено *r*.

Таблица 17

Подсчет влияния обратной закачки газа на конечную нефтеотдачу и газовые факторы в месторождениях с газовой энергией

Закачка газа в % от отбора, r	Конечная добыча дегазированной нефти				Насыщение свободным газом, %		Суммарное количество добытого газа в $м^3/м^3$ начального запаса нефти в пласте	Количество нагнетенного газа в $м^3/м^3$ конечной нефтеотдачи	Средний газовый фактор в $м^3/м^3$ конечной нефтеотдачи	Максимальный газовый фактор в $м^3/м^3$ конечной нефтеотдачи
	в % порового пространства		в % от начального запаса нефти в пласте							
	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*				
0	14,5	13,8	27,1	25,8	28,7	27,7	96 (до *ат*)	0	356 (до *ат*)	790
0,6	18,5	17,8	34,6	33,3	33,0	32,0	238 (до *ат*)	415 (до *ат*)	695 (до *ат*)	1860
0,8	21,6	20,7	40,4	38,7	36,3	35,2	475 (до *ат*)	950 (до *ат*)	1190 (до *ат*)	3510
1,0 для газового фактора 3600 $м^3/м^3$ . . .	18,2	(93 *ат*)	33,9 (93 *ат*)		28,7 (93 *ат*)		276 (до 93 *ат*)	820 (до 93 *ат*)	820 (до 93 *ат*)	3600
0 до истощения .	19,6	19,3	36,6	36,1	34,1	33,6	360 (до *ат*)	720 (до *ат*)	980 (до *ат*)	4000
0,8 до 7 *ат* . . .		22,7		42,4		37,2	700 (до 7 *ат*)	1450 (до 7 *ат*)	1650 (до 7 *ат*)	5960
0,8 с $H=0,5$ . .		25,1		46,9		39,8	1160 (до 7 *ат*)	1980 (до 7 *ат*)	2475 (до 7 *ат*)	9900

личение нефтеотдачи сверх естественного истощения ($r = 0$) составляет около 50%. Это увеличение нефтеотдачи может быть получено за счет закачки больших объемов газа. Если бы увеличение нефтедобычи, приведенное в табл. 17 и на фиг. 111, достигалось в действительности, эти операции были бы промышленно выгодными.

Однако полученные выводы не имеют универсального значения в отношении получения дополнительной нефтедобычи от закачки газа в пласт. Единственное значение табл. 17 и фиг. 111 заключается в относительных результатах, которые следует ожидать от различной степени обратной закачки газа в идеальных условиях подземного резервуара.

Абсолютные значения приведенных величин имеют лишь показательный характер.

На фиг. 111 приведена также кривая влияния начальной газовой шапки на конечную нефтеотдачу, которую можно ожидать от обратной закачки газа при условии, что $H = 0{,}5$ и при 80% возврата газа в пласт. Если в этом случае и не учтено возможное участие гравитационного дренирования, все же нефтеотдача в процентах от начального запаса нефти в пласте увеличивается на 8,2% по сравнению с добычей в процентах при $r = 0{,}8$ без начальной газовой шапки или до 21,2% абсолютного значения последней. Однако максимальный газовый фактор получается почти в три раза, а средний газовый фактор в два раза больше.

Средние газовые факторы в табл. 17 были получены интегрированием кривых газовых факторов на фиг. 111, за исключением первых трех значений, для которых средние были вычислены посредством формулы

$$\bar{R} = \frac{S_i/(1-r)}{\text{отдача}}, \qquad (3)$$

где S_i — растворимость газа 96 $м^3/м^3$, а конечная нефтеотдача представлена долей начального запаса нефти, указанного в четвертом столбце табл. 17. В уравнении (3) газ, оставшийся в пласте при атмосферном давлении, не учитывается. Значения общего отбора газа на единицу объема начального запаса нефти являются средними газовыми факторами, умноженными на отдачу единицы объема начального запаса нефти в пласте. Для постоянного значения r газ, нагнетаемый на единицу объема нефтедобычи, дан произведением r на количество газа, добытого с единицей объема конечной нефтедобычи, т. е. на средний газовый фактор.

Если r является не постоянным в течение всего процесса закачки, то количество нагнетаемого газа может быть вычислено как сумма отобранного газа и остаточного содержания его в пласте минус количество первоначально растворенного газа в нефти.

Особый случай, когда весь отобранный газ возвращается в пласт ($r = 1$), может быть описан формальным интегрированием уравнения (2), или использованием интегрированного вида уравнения материального баланса, чтобы получить следующее выражение

$$Q(\gamma\beta - S) = [S_i - S - \gamma(\beta_i - \beta)]\left(\frac{\varrho_н}{\beta}\right)_i +$$

$$+ H[(\gamma_i - \gamma)(1 - \varrho_в) - (\gamma_i\beta_i - \gamma\beta + S - S_i)\bar{\varrho}_{н\,i}], \qquad (4)$$

где Q представляет конечную нефтедобычу, выраженную долей порового пространства. Зависимость между давлением и конечной нефтеотдачей не зависит от функции «проницаемость—насыщение» $\psi(\varrho_н)$ и может быть вычислена из алгебраического уравнения (4). Однако газовые факторы при эксплуатации подчиняются все же уравнению 7.5(3). Если начальная газовая шапка отсутствует, то уравнение (4) можно выразить как

$$\bar{Q} = 1 - \frac{\gamma\beta_i - S_i}{\gamma\beta - S}, \qquad (5)$$

где $\bar{Q}$ — конечная добыча, выраженная долей начального запаса нефти в пласте.

Если пренебречь газовым фактором, вся начальная нефть может быть отобрана ко времени падения давления так, что $\gamma = S_i/\beta_i$. Однако проницаемость для нефти уменьшается задолго до того, как насыщение ею станет нулевым, а значение газового фактора — бесконечно большим до того, как достигнут предел нефтеотдачи.

Приведенные расчеты показывают, что ни один из приведенных численных примеров, включая и случай $r = 1$, не обеспечивает полного поддержания давления. Во всех случаях ($r > 0$) падение давления замедлялось, но не приостанавливалось. Дебит закачиваемого газа, необходимый для полной стабилизации давления, без участия гидравлического напора легко вывести из уравнения (2), а именно:

$$1 + \frac{\mu_н}{\mu_г}\left(\psi - \frac{rR}{\alpha}\right) = 0. \qquad (6)$$

Из этого следует, что дебит газа $Q_{г\,i}$ должен быть

$$Q_{г\,i} = \gamma\left[\frac{(R - S)\,Q_н}{\gamma} + \beta Q_н\right] = Q_г + Q_н(\gamma\beta - S), \qquad (7)$$

где $Q_г$ представляет дебит отбираемого газа.

Коэффициент при γ определяет величину депрессионной воронки в результате отборов нефти и газа. Уравнение (7) означает, что пластовый объем нагнетаемого газа должен занять пространство, образовавшееся вследствие отбора газа и нефти

из пласта. В единицах соотношения закачки r уравнение (7) приводится к следующему виду:

$$\bar{r} = R + \gamma\beta - S. \tag{8}$$

На практике редко осуществляется полное поддержание пластового давления, за исключением случаев, когда закачка газа сопровождается частичным внедрением в пласт воды. Заводская обработка циркулирующего газа и потребность в топливе снижают количество возвращаемого газа в пласт до 70—85% от отобранного из скважин.

Из уравнений (7) и (8) видно, что для $\gamma\beta < S$ можно достигнуть полного поддержания давления, если в пласт нагнетено газа даже меньше, чем отобрано. Его физический смысл состоит в том, что газ, растворенный в нефти, занимает в ней меньший объем, чем занимало бы то же количество газа в виде свободной фазы при тех же температурах и давлении.

7.8. Влияние начальных условий на эффективность закачки газа. До сих пор рассматривались условия, при которых закачка газа проводится в начале процесса разработки пласта. Как влияет задержка обратной закачки газа в пласт на нефтеотдачу? Дать оценку пластовым условиям и механизму нефтеотдачи, чтобы установить необходимость поддержания давления раньше, чем возникнут существенное падение давления и истощение пласта, практически не представляется возможным. Ответить на этот вопрос можно только теоретически при помощи сравнительных расчетов, применяя уравнение 7.3(1) или 7.5(4) к различным давлениям, при которых можно проводить закачку газа, а затем уже используя уравнения 7.7(2) с выбранным r. Начальные условия для последнего случая выражены конечными значениями давления и насыщения, при которых завершается интегрирование уравнения 7.3(1) или 7.5(4) [либо уравнение 7.7(2) с $r = 0$]. Результаты расчетов нанесены в виде графиков на фиг. 112 до 115 для возврата 60 и 80% добытого газа. Максимальные газовые факторы в процессе эксплуатации не ограничивались. Теоретически всегда существует задержка в падении давления, как только начинается закачка газа в пласт. Первоначальная реакция газового фактора зависит от того, на каком этапе разработки начинается нагнетание газа в пласт.

До конечной нефтеотдачи — 11% — в рассматриваемых системах газовые факторы так мало различаются для различных кривых, что их нельзя показать в масштабе, применяемом для графиков на фиг. 114 и 115. Если закачка газа предпринимается до того, как достигнут максимум газового фактора для нормального истощения пласта, то газовые факторы возрастают до еще больших максимумов, которые увеличиваются с ростом начального давления закачки.

Суммарная нефтеотдача и насыщение свободным газом нанесены на фиг. 116 в зависимости от начального давления закачки

Таблица 18

Подсчет влияния начального пластового давления на конечную добычу нефти и газовые факторы для 60% обратной закачки газа в пласт

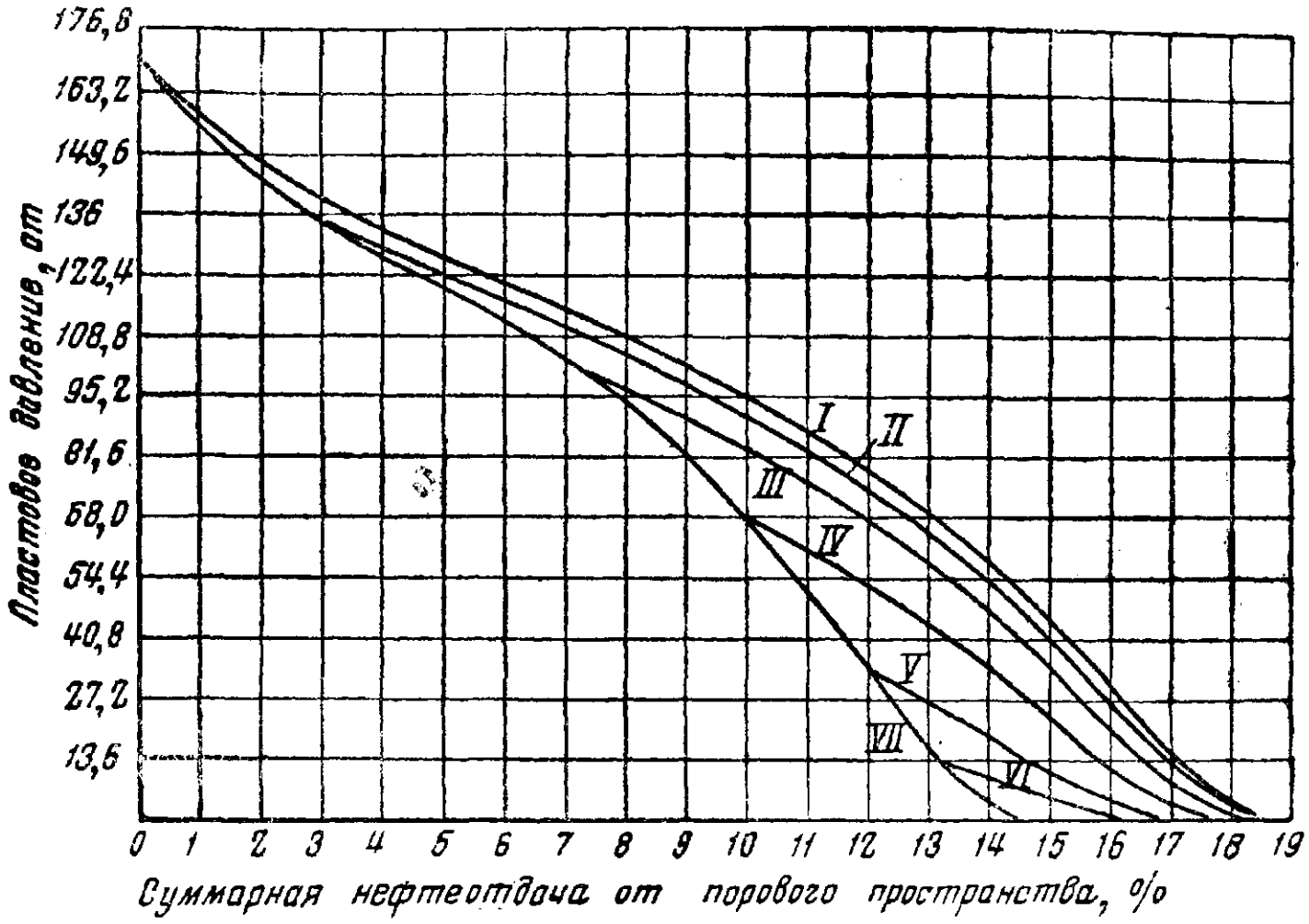
Начало закачки газа при *ат*	Конечная добыча товарной нефти				Насыщение свободным газом, %		Суммарное количество добытого газа в $м^3/м^3$ начального запаса нефти в пласте	Количество нагнетаемого газа в $м^3/м^3$ конечной нефтеотдачи до атмосферного давления	Количество нагнетаемого газа в $м^3/м^3$ начального запаса нефти в пласте	Средний газовый фактор в $м^3/м^3$ конечной нефтеотдачи	Максимальный газовый фактор, $м^3/м^3$
	в % порового пространства		в % от начального запаса нефти в пласте								
	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*					
170	18,5	17,8	34,6	33,3	33,0	32,0	238	416	144	695	1860
136	18,4	17,6	34,4	33,0	32,9	31,8	223	368	125	648	1800
102	18,2	17,3	33,9	32,3	32,6	31,5	198	305	102	585	1655
68	17,6	16,7	32,9	31,2	32,1	30,8	174	235	77	530	1350
34	16,8	15,7	31,4	29,3	31,2	29,7	132	116	36,5	420	936
13,6	16,0	14,6	29,9	27,6	30,4	28,5	106	33,5	10	356	790
Без давления	14,5	13,8	27,1	25,8	28,7	27,7	96	0	0	355	790

Таблица 19

Подсчет влияния начального пластового давления на конечную добычу нефти и газовые факторы для 80% обратной закачки газа в пласт

Начало закачки газа при *ат*	Конечная добыча товарной нефти				Насыщение свободным газом, %		Суммарное количество добытого газа в $м^3/м^3$ начального запаса нефти в пласте	Количество нагнетаемого газа в $м^3/м^3$ конечной нефтедобычи до атмосферного давления	Количество нагнетаемого газа в $м^3/м^3$ начального запаса нефти в пласте	Средний газовый фактор в $м^3/м^3$ конечной нефтеотдачи	Максимальный газовый фактор $м^3/м^3$
	в % порового пространства		% от начального запаса нефти в пласте								
	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*	до атмосферного давления	до 7 *ат*					
170	21,6	20,7	40,4	38,7	36,3	35,2	480	952	385	1190	3510
136	21,5	20,7	40,2	38,7	36,2	35,1	445	865	347	1103	3330
102	21,3	20,4	39,8	38,1	36,0	34,7	403	775	306	1017	2900
68	20,5	19,4	38,3	36,2	35,1	33,7	315	570	220	823	2140
34	19,4	17,8	36,2	33,3	34,0	32,0	208	312	112	576	1240
13,6	18,0	15,8	33,6	29,5	32,5	29,8	131	106	36,0	395	790
Без давления	14,5	13,8	27,1	25,8	28,7	27,7	96	0	0	355	790

газа. Когда закачка газа начинается при повышенных пластовых давлениях, кривые непрерывно возрастают. Надо отметить, что они быстро выполаживаются для начальных давлений, превышающих 34 *ат*. Если задержать возврат газа в рассматриваемом типе систем, пока пластовое давление не упадет до 68 *ат*, потеря конечной нефтедобычи достигнет теоретически лишь 1,1% от порового пространства при возврате 80% газа и 0,9% в случае возврата 60% газа.



Фиг. 112. Расчетные кривые падения давления для гипотетических пластов с газовой энергией в зависимости от нагнетания в последние на разных этапах естественного истощения 60% добытого газа.

Для кривых *I*, *II*, *III*, *IV*, *V* и *VI* пластовые давления в начале нагнетания принимаются соответственно 170 (начальное давление); 136; 104; 68; 34 и 13,6 *ат*. Кривая *VII* отвечает отсутствию нагнетания газа. Физические свойства пласта приняты по фиг. 96.

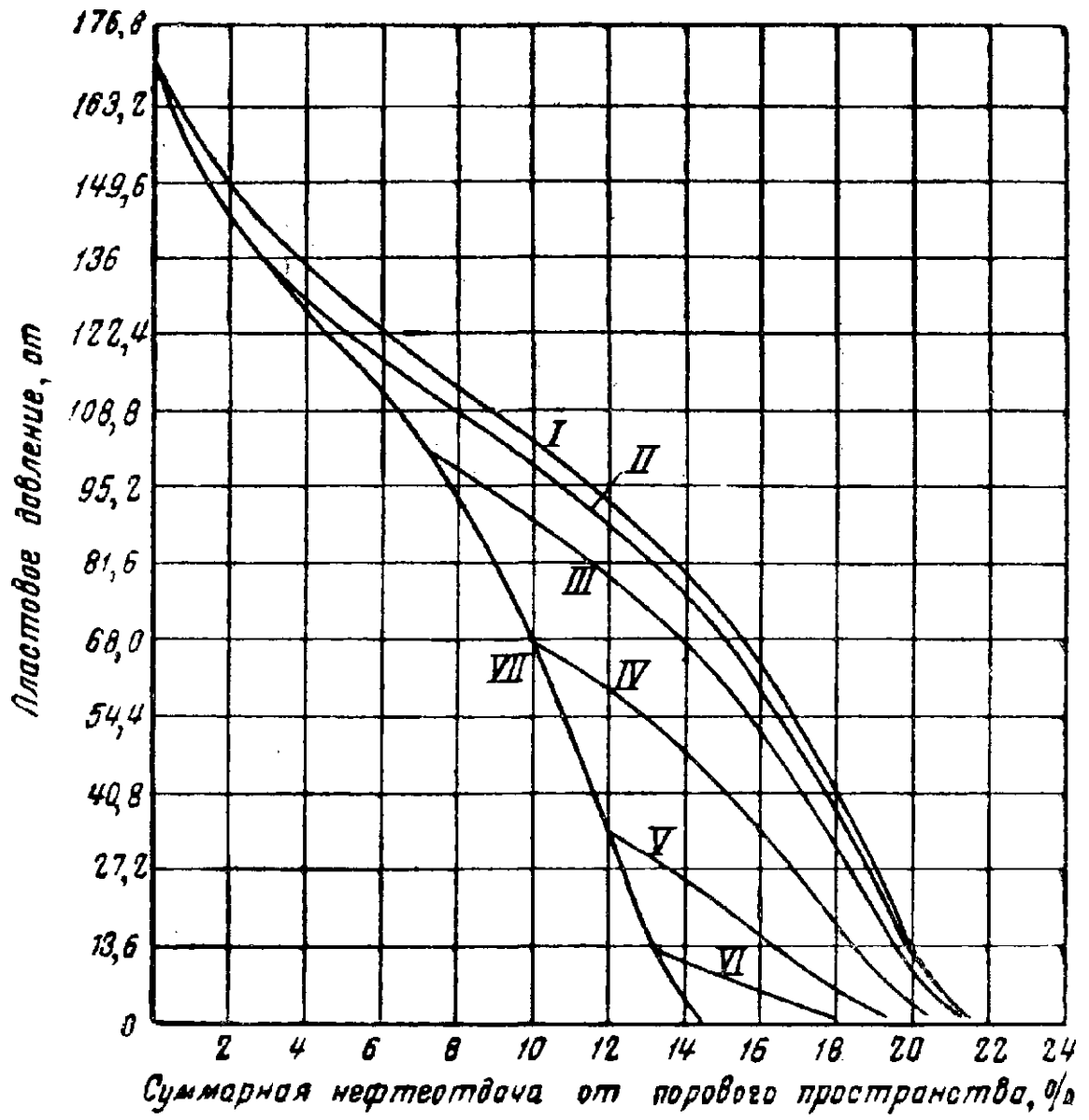
Значения фиг. 112—116 становятся яснее при рассмотрении табл. 18 и 19, охватывающих различные варианты закачки газа и связанную с ними конечную нефтедобычу.

Некоторые данные из этих таблиц приведены на фиг. 117. Кривые показывают рост конечной нефтедобычи на единицу объема дегазированной нефти в зависимости от объема закачиваемого газа сверх объема растворенного газа.

В добавление к данным, взятым непосредственно из табл. 18 и 19, на фиг. 117 нанесены также данные из табл. 16, где газ из имеющейся газовой шапки представлен как дополнительный агент. Вязкость нефтяной фазы, взятая для расчетов табл. 16, была в два раза больше вязкостей в расчетах табл. 17—19, поэтому численные результаты не совсем сравнимы и следует ожидать несколько меньшей эффективности от работы дополнительного газа.

Разница между кривыми *I* и *II* указывает, что для одного и того же количества дополнительного газа, поступающего в пласт, получается увеличение суммарной нефтедобычи при большем парциальном возврате отобранного газа.

Из табл. 18 и 19 видно, что при нагнетании в условиях пониженных давлений равные объемы дополнительного газа при двух различных расходах возврата требуют большей скорости закачки.



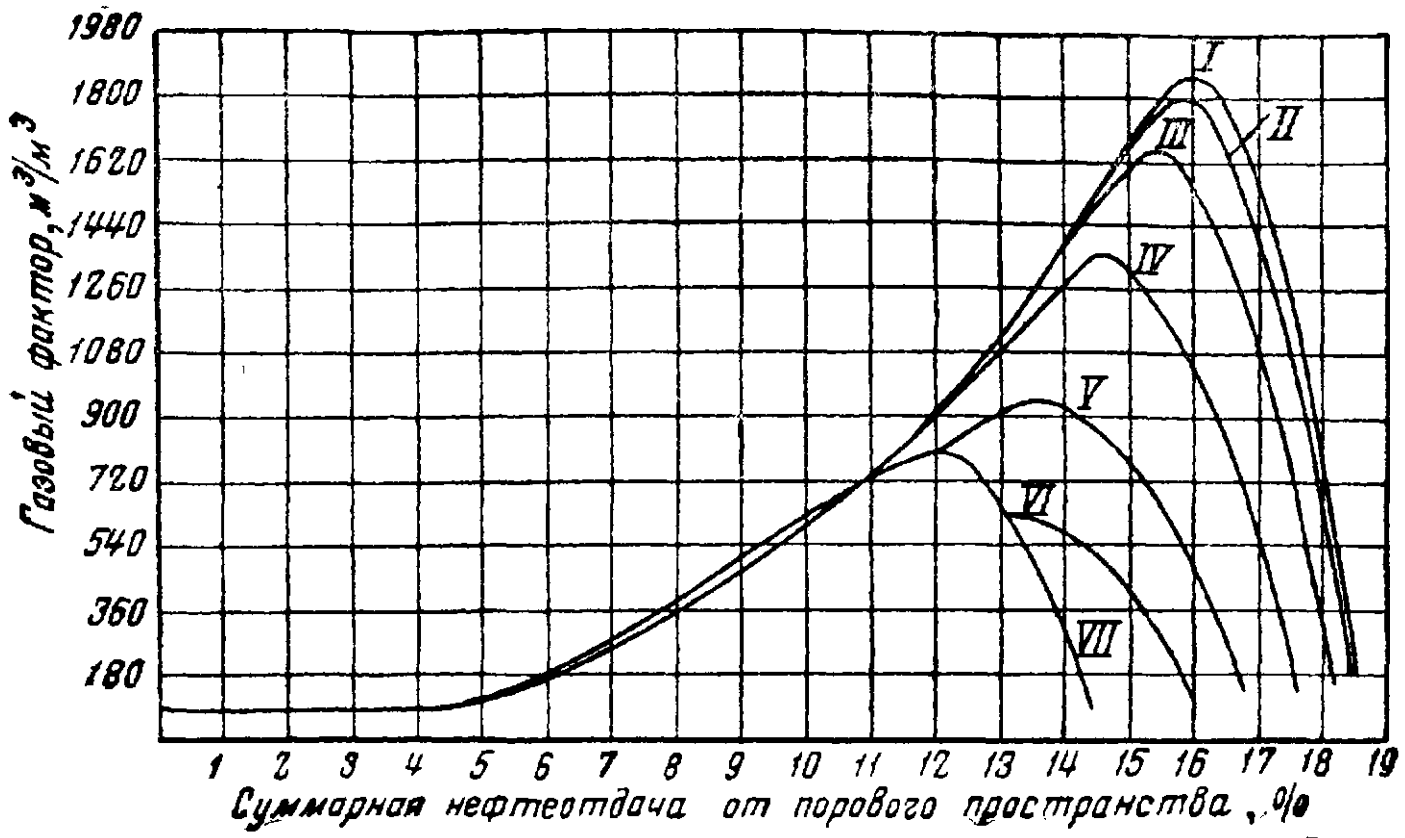
Фиг. 113. Расчетные кривые падения давления в пластах с газовой энергией при возврате 80% добытого газа для условий, аналогичных фиг. 112.

Рост суммарной нефтедобычи при этом обусловлен большим пластовым объемом циркулирующего газа, несмотря на возросшую вязкость нефти. Отсюда объем циркулирующего газа в принятых для расчетов условиях является более важным фактором увеличения нефтедобычи, чем средняя вязкость нефти.

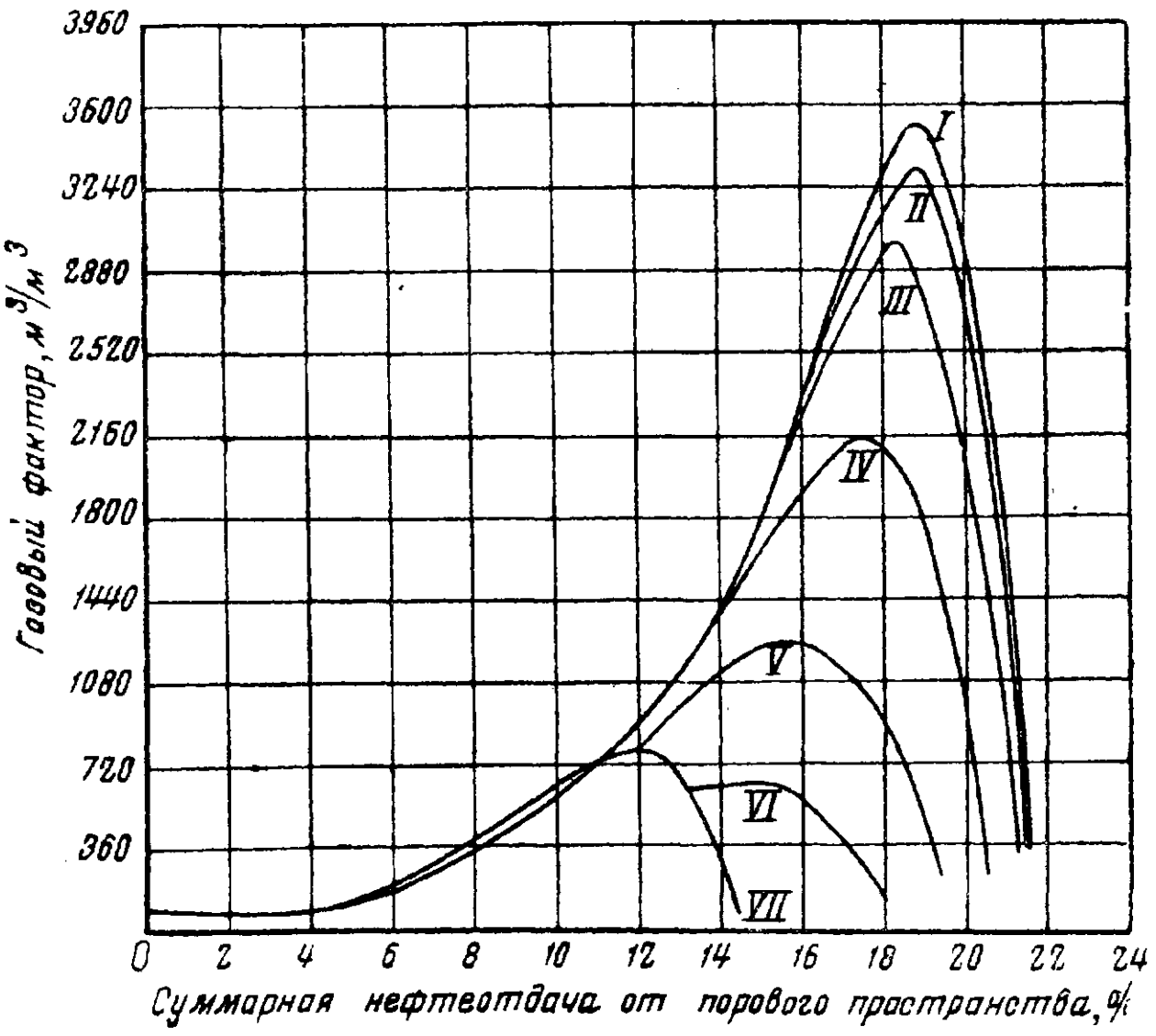
Согласно фиг. 117, а также фиг. 112 и 113, скорость возрастания нефтеотдачи выше при начальных небольших превышениях количества закачиваемого газа над количеством растворенного газа.

В результате поступления дополнительного газа суммарная нефтеотдача продолжает увеличиваться, но с меньшей эффективностью. Таким образом, закачка газа в самом начале эксплуатации пласта дает максимальную конечную нефтеотдачу, но задержка в обратном нагнетании газа, даже если пластовое

давление значительно упало, не является катастрофической. На основании фиг. 117 или ее эквивалента можно установить эконо-

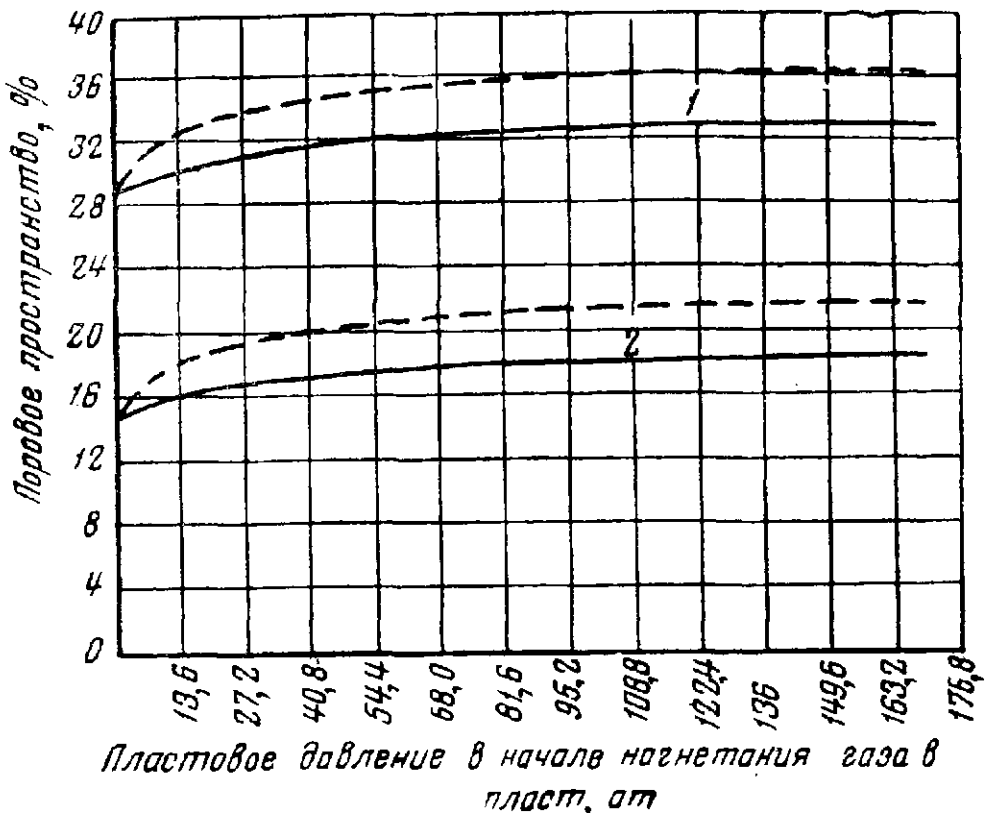


Фиг. 114. Расчетные кривые газонефтяного фактора, соответствующего условиям падения давления, согласно фиг. 112.



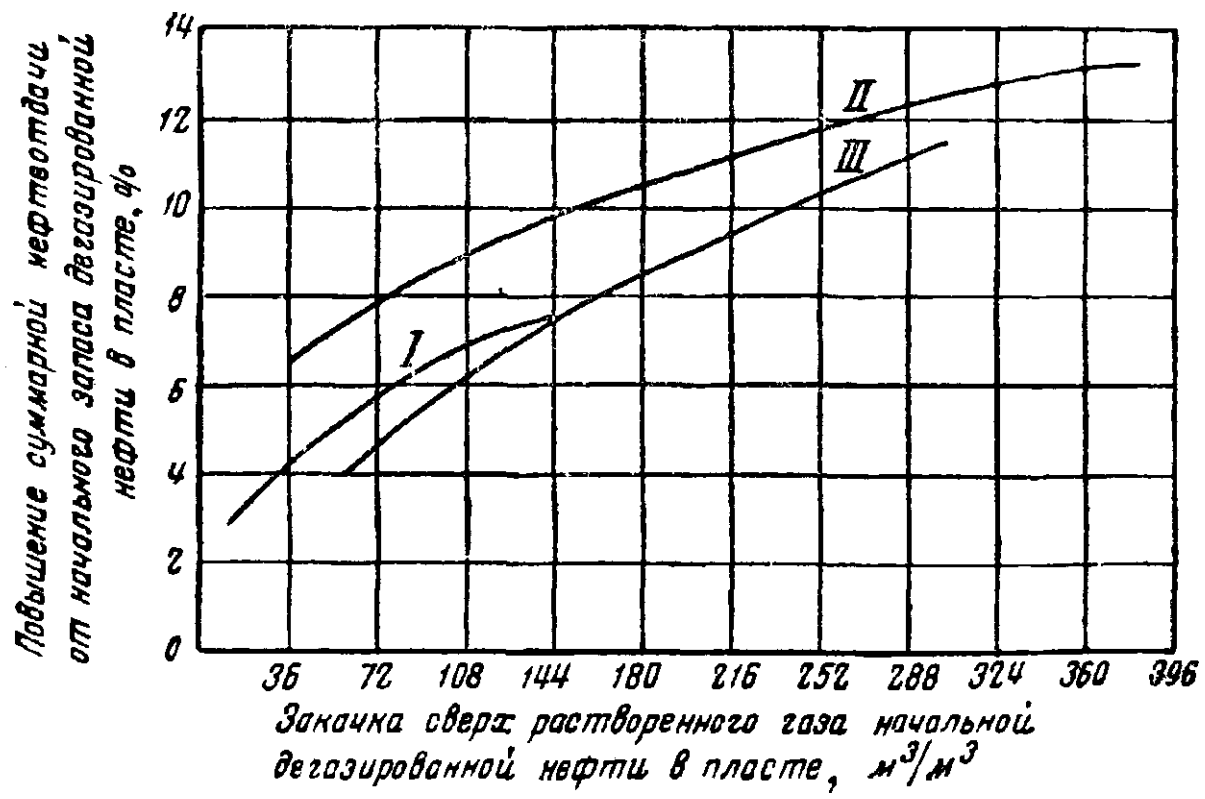
Фиг. 115. Расчетные кривые газонефтяного фактора, соответствующего условиям падения давления, согласно фиг. 113.

мическое соответствие между ростом конечной нефтеотдачи и стоимостью закачки газа, если последнюю начинать при различных пластовых давлениях или с различными темпами.



Фиг. 116. Расчетные кривые изменения суммарной нефтеотдачи и насыщения свободным газом (при атмосферном давлении) для гипотетического пласта с газовой энергией при нагнетании в него газа, в зависимости от величины пластового давления, при котором была начата обратная закачка газа в пласт.

Сплошные кривые — 60%-ный возврат добытого газа; прерывистые кривые — 80%-ный возврат добытого газа; *1* — общий объем депрессионных воронок вследствие отбора нефти; *2* — суммарная добыча дегазированной нефти.



Фиг. 117. Расчетные кривые повышения суммарной нефтеотдачи (при истощении до атмосферного давления) гипотетического пласта с газовой энергией в зависимости от количества газа, закачанного в пласт сверх растворенного газа.

Кривая *I* — 60%-ный возврат газа в пласт при различных начальных давлениях закачки; кривая *II* — 80%-ный возврат газа в пласт; кривая *III* — нормальное истощение газонапорного пласта при различных размерах газовой шапки.

Можно ожидать, что оптимальные условия для обратной закачки газа в пласт без гравитационного дренирования в последнем часто соответствуют возврату газа в количестве меньше 100% и при давлении более низком, чем первоначальное пластовое давление.

Необходимо отметить, что полученные абсолютные значения не относятся непосредственно к естественным подземным резервуарам. В основе этих показательных расчетов лежит много допущений относительно физических данных и не учтено влияние гравитационного дренирования на механизм нефтеотдачи.

Кроме того, во всех случаях, за исключением одного, было допущено, что в пласте не существует начальной газовой шапки над нефтяной зоной, в то время как большинство первичных операций по обратной закачке газа проводится в пластах с налегающими газовыми шапками. Поэтому непосредственную ценность имеют лишь относительные и сравнительные значения проделанных теоретических разборов.

Поддержание или замедление падения пластового давления задерживает выделение растворенного газа. Это сохраняет малую вязкость пластовой нефти и повышает вымывающую способность газовой фазы.

Важным обстоятельством является одновременная задержка усадки пластовой нефти, что снижает до минимума падение проницаемости для нефти и повышает прирост добычи, получающийся вследствие ее малой вязкости. Снижение усадки означает, что количество остаточной пластовой нефти будет меньше при данном насыщении пласта свободным газом. Однако увеличение нефтеотдачи, обусловленное этим явлением, оценить трудно.

Промышленный предел закачки газа определяется величиной газового фактора. Более высокие давления, связанные с газированным состоянием пластовой нефти, вызывают повышенные газовые факторы при данном насыщении пласта свободным газом и могут привести к более раннему забрасыванию месторождения по сравнению с закачкой газа при более низких давлениях, когда нефтяная фаза в породе сконцентрирована. Если закачка газа экономически выгодна до очень высоких газовых факторов, можно полностью использовать пластовый коэффициент объема нефти как непосредственный фактор снижения количества остаточной нефти в пласте.

Необходимо отметить, что процесс предупреждения усадки пластовой нефти поддержанием давления означает, что энергия растворенного газа не участвует в перемещении нефти по пласту к забою скважины. В вытеснении нефти участвует лишь та часть газа, которая выделяется в пласте вследствие падения давления. Растворенный газ способствует подъему нефти по фонтанным трубам, а затем, дойдя до устья скважины, может производить полезную работу или являться источником топлива. Основная роль в вытеснении нефти из пласта принадлежит нагнетаемому

газу. Кажущаяся неэффективность концентрации и неполного использования энергии растворенного газа уравновешивается повышением количества вытесняемой нефти и вымывающей способности нагнетаемого газа, когда он используется для выталкивания маловязкой удерживаемой породой нефти, содержащей максимум растворенного газа.

Текущая местная эффективность газа для вытеснения нефти при данном насыщении газовой фазой не зависит[1] от способа вытеснения.

Моющая способность нагнетаемого газа падает с увеличением конечной нефтедобычи аналогично тому, как уменьшается выделение растворенного газа в пласте под напором растворенного газа.

7.9. Метод материального баланса для вычисления процессов нефтеотдачи в подземном резервуаре с газовым режимом. Рассмотренные методы анализа пластов с газовым режимом основывались на интегрировании дифференциальных уравнений первого порядка. Они относились к поведению дифференциального элемента пласта, рассматриваемого как изолированная часть, но характеризующего пласт в целом. Полученные уравнения нелинейны и не могут быть интегрированы аналитически, за исключением особых случаев [уравнение 7.7(4)], но их можно интегрировать при помощи хорошо известных численных приемов. Процесс численного интегрирования позволяет изучить роль различных свойств жидкостей и пород при определении зависимости «давление—нефтеотдача». Выбор функций α, λ, ε и η во всех уравнениях представляет довольно трудоемкий процесс. Интегрирование поглощает много времени и вычислений. Поэтому рассмотрим иную методику, включающую лишь алгебраические уравнения.

Уравнение материального баланса, рассмотренное в параграфе 6.5, дает зависимость между нефтеотдачей, газоотдачей и давлением, которую можно выразить для пластов с режимом растворенного газа

$$Q_г = (\gamma_i - \gamma) V_{г\,i} + L\,[S_i - S - \gamma\,(\beta_i - \beta)] - Q_н\,(\gamma\beta - S), \qquad (1)$$

где $Q_г$ — суммарная добыча газа; $Q_н$ — суммарная добыча нефти; $V_{г\,i}$ — начальный объем свободного газа; L — первоначальное содержание дегазированной нефти в пласте.

В предыдущих разборах $Q_г$, $Q_н$, $V_{г\,i}$ и L относились к пласту в целом, но эти обозначения не теряют своего обобщения, если их выразить в единицах порового пространства, соответствующего среднему образцу пласта. Так

$$Q_н = \left(\frac{\varrho_н}{\beta}\right)_i - \frac{\varrho_н}{\beta}; \quad V_{г\,i} = H\,(1 - \varrho_в - \beta_i \bar{\varrho}_{н\,i}); \quad L = \left(\frac{\varrho_н}{\beta}\right)_i + H\bar{\varrho}_{н\,i}, \qquad (2)$$

---

[1] Предполагается, что кривые «проницаемость — насыщение» представляют функции насыщения и свободны от явления гистерезиса.

где обозначения взяты из уравнения 7.5(4). Отсюда можно вывести следующую зависимость «давление — конечная нефтедобыча».

Допустив, что L и $V_{г\,i}$ известны, выбирают давление несколько ниже начального значения. Если давление считать постоянным, уравнение (1) становится линейной зависимостью между $Q_г$ и $Q_н$ или ϱ, которую легко вычертить на диаграмме. Выражая зависимость переменными насыщения, уравнение (1) можно записать так:

$$Q_г = H\left[(\gamma_i - \gamma)(1 - \varrho_в) + (\zeta - \zeta_i)\,\overline{\varrho}_{н\,i}\right] + (S_i - \gamma\beta_i)\left(\frac{\varrho_н}{\beta}\right)_i + \frac{\zeta\varrho_н}{\beta}, \quad (3)$$

где $\zeta = \gamma\beta - S$. Зависимость «проницаемость—насыщение» соответствующего пласта теперь получает вид:

$$Q_г = (S + a\psi)\,Q_н, \quad (4)$$

где ψ — соотношение проницаемости газ—нефть, рассматриваемое как функция от $\varrho_н$. Это уравнение наносится на график в зависимости от $\varrho_н$ для постоянного давления (постоянные S и a)[1] с учетом изменения ψ с $\varrho_н$.

Точки пересечения кривых, построенных из уравнений (3) и (4), указывают на значения $\varrho_н$ и $Q_г$, соответствующие допущенному давлению. Эквивалентное значение $Q_н$ вычислено по уравнению (2).

Вышеописанная процедура повторяется после снижения принятого давления на дополнительную величину. Хотя в уравнении (3) $Q_г$ относится к суммарным отборам газа, в уравнении (4) следует применять инкременты, взятые из предыдущих значений.

Таким образом, можно провести ступенчатое определение зависимости между отбором газа и нефти и пластовым давлением. Если газ закачивается в пласт, $Q_г$ в уравнениях (1) и (3) относится к разности между отбором и закачкой газа, т. е. $(1 - r)\,Q_г$, где r — соотношение закачки. В уравнении (4) $Q_г$ представляет дифференциальную отдачу газа.

Описанный метод, а также метод с применением дифференциального уравнения не учитывают разделения жидкостей, помимо условия, вызывающего образование первоначальной газовой шапки. Принимается, что первоначальное содержание газа в газовой шапке и нагнетаемый газ выделяются лишь вследствие рассеяния и движения через нефтяную зону.

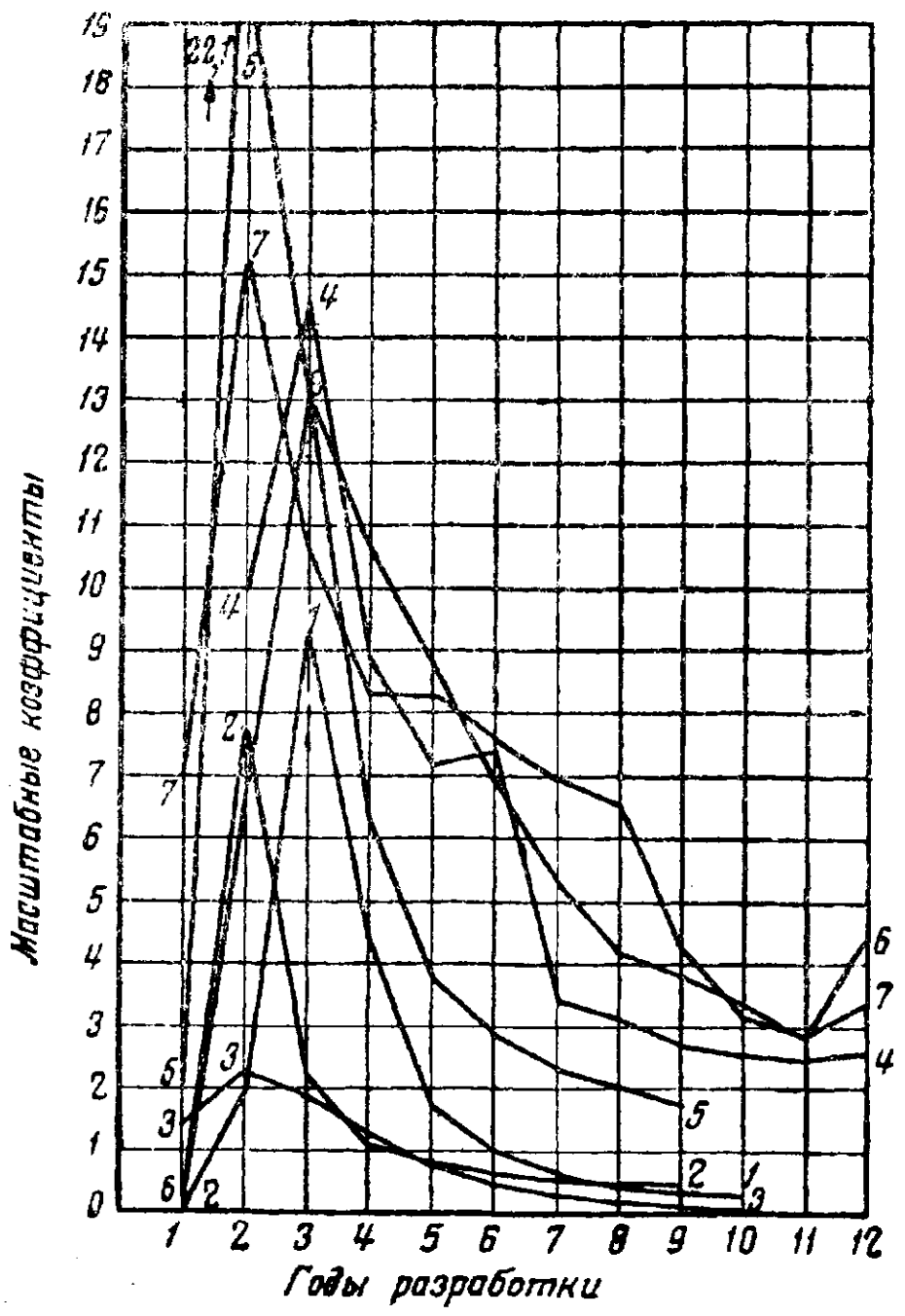
Используемое разностное уравнение с численным решением и ступенчатой процедурой эквивалентно в основном алгебраическому уравнению материального баланса, комбинируемому с уравнением (4). Фактически разностные уравнения являются

---

[1] Так как газовый фактор меняется в интервале давления и насыщения, S, a, ψ в уравнении (4) должны относиться к средним значениям по всему интервалу давления и насыщения.

результатом дифференциальных действий, формально примененных к уравнению (3), и исключения члена $Q_г$ при помощи уравнения (4).

Обработка отдельных проблем методом разностного уравнения и методом материального баланса показывает, что они дают один и тот же результат в пределах ошибок, присущих численным процедурам.



Фиг. 118. Кривые истощения пластов с газовой энергией.

1 — Рифеджо, Тексас; *2* — Картервилль, Луизиана; *3* — Бельвю, Луизиана; *4* — Эльдорадо, Канзас; *5* — Гомер, Луизиана; *6* — Гевитт, Оклахома; *7* — Эльк-бассейн, Уайоминг.

Шкала ординат — $1{,}6 \cdot 10^5$ $м^3$ в год для *1*, *3*, *5* и *6*
" " $1{,}6 \cdot 10^4$ $м^3$ " " " *7*
" " $3{,}2 \cdot 10^5$ $м^3$ " " " *8*

7.10. Промысловые данные о падении добычи нефти в пластах с газовым режимом. На фиг. 118 даны типичные кривые падения нефтеотдачи в пластах с газовым режимом. Все месторождения, приведенные на этой фигуре, были в значительной степени истощены до того, как технологический анализ пласта стал внедряться в практику.

Можно отметить, что указанные кривые качественно тождественны с теоретически вычисленными кривыми падения нефтедобычи, нанесенными на фиг. 110. Пики на кривых фиг. 118 вызваны постепенной разработкой месторождений.

Неправильности в кривых на фиг. 118 показывают, что в рабочих условиях отдельные скважины или пласты чрезвычайно редко проходят через идеальные и ненарушаемые процессы. Изменения рабочих условий вследствие ремонта скважин, перехода на механизированную добычу, разработки отдельных полей общего пласта, имеющих различную мощность продуктивности или проницаемости, перераспределения отборов по пласту, забрасывания скважин могут вызывать отклонения от «идеальной кривой» совершенно независимо от общих факторов нефтедобычи; как, например, пропорциональное распределение

отбора, ограничение величины газового фактора, закачка воды или газа в пласт и т. д. Не следует придавать большого значения отдельным кривым или рядам данных, если только не оценивается при этом роль внешних факторов. Во многих случаях имеется лишь статистическое истолкование данных о пластах.

На практике бывает необходимо оценить будущий режим и процесс нефтеотдачи в отдельных скважинах, группах скважин или пластах. Это производится при помощи экстраполяции наблюдений за прошлым их режимом. Однако, если месторождение находилось под контролем над отбором с начала разработки, его нефтеотдача не отражает поведения нормального убывания дебитов, и весь процесс экстраполяции не имеет смысла.

Опишем вкратце процедуры, которые применялись на промыслах, где отсутствует контроль над отбором нефти и газа.

Хотя кривые падения нефтедобычи экстраполируются графически, но более обычный метод связан с аналитическим выражением кривых истощения. Простейшие из них представляют так называемое «экспоненциальное», «геометрическое», «полулогарифмическое» или «постоянно процентное» убывание, которое неявно или прямо основано на допущении, что дебит нефти Q может быть выражен посредством

$$Q = Q_{н} e^{-t/a}, \tag{1}$$

где t — время (в днях, месяцах, годах); $Q_{н}$ — начальный дебит; a — постоянная. Уравнение (1) налагает условие, что полулогарифмическая зависимость Q от t линейна. В эквивалентном виде уравнение (1)

$$\frac{Q}{dQ/dt} = -a \tag{2}$$

устанавливает аналитическую основу для истолкования «соотношения—потери» экспоненционального убывания. При этом табулируются отношения текущих дебитов в нефти к их падениям (ΔQ) на протяжении конечных интервалов времени. Если эти соотношения являются постоянными, то экспоненциальное убывание устанавливается как основа будущей экстраполяции кривых.

Другим прямым следствием уравнения (1) является:

$$P = \int_{0}^{t} Q dt = a(Q_{н} - Q), \tag{3}$$

где P — суммарная нефтедобыча. Отсюда зависимость «суммарная нефтедобыча—дебит» в прямоугольных координатах должна быть линейной. На основе уравнения (2) постоянная a является обратной величиной парциального убывания дебита за единицу времени.

«Гиперболическая» или «логарифмическая» кривая падения нефтедобычи, которая применялась часто при численной или графической экстраполяции, может быть определена из

$$\lg \frac{Q}{Q_н} = -\frac{1}{b} \lg \left(1 + \frac{bt}{a}\right),$$

или

$$Q = Q_н \left(1 + \frac{bt}{a}\right)^{-1/b} \tag{4}$$

Соответствующим подбором постоянных a и b можно получить кривую, вычерченную, на основании уравнения (4), прямолинейно на логарифмической бумаге.

Кривая зависимости «суммарная нефтедобыча—дебит нефти», определяемая уравнением (4), подчиняется уравнению

$$P = \frac{aQ_н^b}{1-b} (Q_н^{1-b} - Q^{1-b}), \tag{5}$$

которое дает линейную логарифмическую зависимость соответствующим смещением масштаба.

Когда $b = 1$, уравнение (5) нарушается и его эквивалентом является

$$P = aQ_н \lg \frac{Q_н}{Q}, \tag{6}$$

которое приводит к прямой линии на полулогарифмической бумаге. Дифференциальное уравнение, которое удовлетворяется уравнением (4), именно

$$\frac{dQ}{dt} + \frac{Q}{a+bt} = 0, \tag{7}$$

означает, что

$$\frac{d}{dt} \frac{Q}{dQ/dt} = -b. \tag{8}$$

Согласно уравнению (8) первые производные «соотношения—потери» должны быть постоянными, или само «соотношение—потери» меняется линейно со временем.

Проведенный анализ 149 промыслов, подчинявшихся общему типу процесса убывания, показал, что в большинстве случаев b колеблется между 0 и 0,4 и нигде не превышает 0,7.

Можно разработать еще более сложные аналитические выражения для кривых снижения нефтедобычи. Они применялись на практике для особых случаев с соответствующими кривыми истощения. Общей целью приведенной методики является получение номографических схем.

На фиг. 110 кривые снижения добычи нефти показывают, что простыми аналитическими выражениями нельзя описать полного протекания процесса истощения продуктивного пласта. Методы изучения данных нефтедобычи надо рассматривать как

полезные эмпирические процедуры. Все же не следует приписывать особого физического значения численным величинам, связанным с различными видами графического или аналитического интерпретирования.

7.11. Промысловые наблюдения за режимом пласта с газовой энергией. Наблюдения над процессами поддержания давления в пластах с газовой энергией показывают их связь с равновесным газонасыщением в естественных нефтеносных подземных резервуарах. Все опубликованные материалы о зависимости «проницаемость—насыщение», полученные лабораторным путем, включая интервал высоких насыщений жидкостями, указывают на существование равновесного насыщения свободным газом, или по крайней мере на очень медленное возрастание проницаемости для газа.

Неисчезающее равновесное насыщение газом теоретически вызывает начальное падение величины газового фактора. Однако все опубликованные до настоящего времени данные о пластах указывают на отсутствие таких газовых факторов, которые убывают с самого начала эксплуатации месторождения. Поэтому либо образцы, исследованные в лаборатории, не отражают естественных продуктивных пород, либо имеется серьезное расхождение между теоретическими определениями и промысловыми наблюдениями.

Необходимо отметить, что это разногласие более кажущееся, чем фактически существующее. Дело в том, что данные о газовом факторе, особенно на раннем этапе эксплуатации месторождения, сплошь и рядом неудовлетворительны. Сомнительно, чтобы ранние данные о газовом факторе, собранные по ограниченному списку месторождений, даже недавно разрабатываемых, были достаточно точны, чтобы по ним можно было установить различие между небольшим падением или, наоборот, медленным подъемом газового фактора.

Имеются неопубликованные материалы, что падение газового фактора наблюдалось определенно, хотя и эти сведения могут подвергаться сомнениям [1].

Рассмотренная здесь теория пластов с газовой энергией полностью пренебрегает наличием скважин как источников отбора жидкостей. Однако в призабойной зоне истощение выражено сильнее, чем в пласте в целом. Естественный эксплуатационный газовый фактор должен отражать среднее насыщение нефтью между низкими значениями его в призабойной зоне и более высокими насыщениями в отдаленных точках пласта.

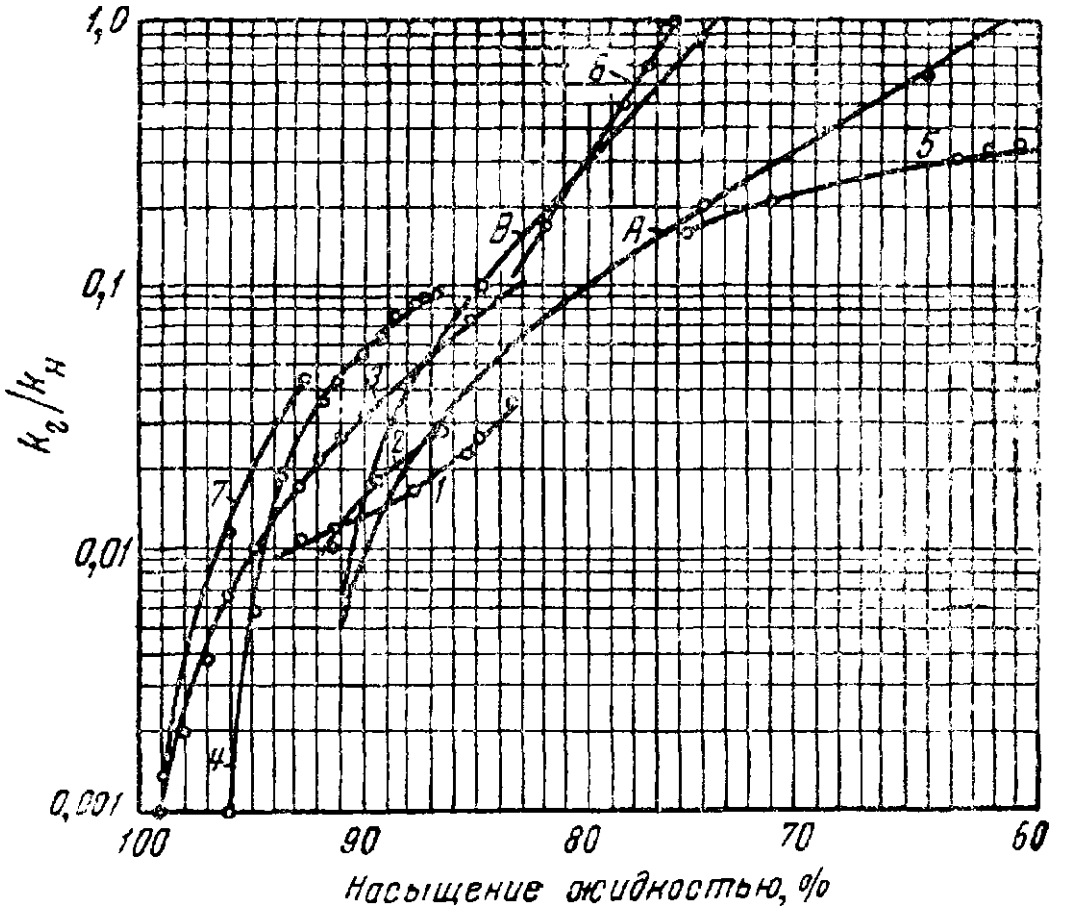
---

[1] Наблюдения за ростом газового фактора в конденсатных подземных резервуарах в результате истощения давления указывают на явление равновесного насыщения несмачивающей фазой.

Такой режим означает, что конденсат, осажденный в песке в результате ретроградной конденсации, остается неподвижным при низких насыщениях благодаря прерывному распределению капель в коллекторе.

Медленное образование равновесного газонасыщения внутри продуктивного пласта затемняется быстрым падением насыщения призабойной зоны. Независимо от наличия или отсутствия равномерного газонасыщения промысловые данные о газовом факторе можно истолковать для получения изменения соотношения проницаемостей по газу и нефти в зависимости от насыщения жидкостями. Из уравнения 7.3(1) следует

$$\psi(\varrho_{\text{н}}) = \frac{k_{\text{г}}}{k_{\text{н}}} = \frac{R-S}{a}. \qquad (1)$$



Фиг. 119. Изменение соотношения проницаемостей для газа и нефти с изменением насыщения пласта жидкостью, по промысловым данным.

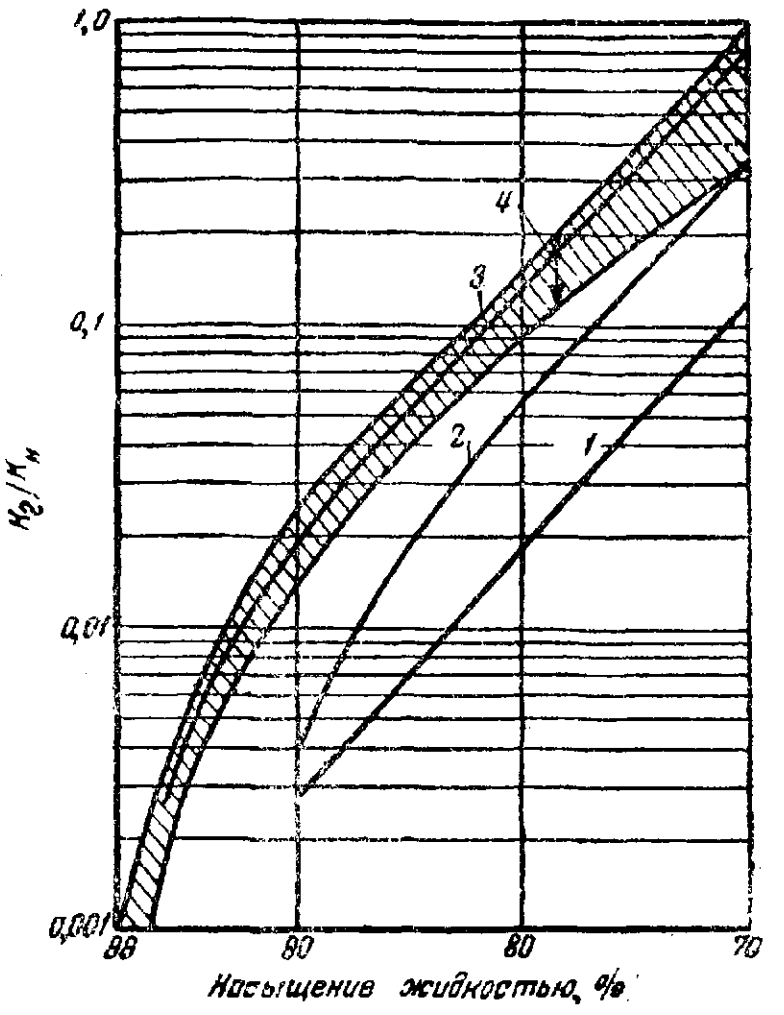
1 — доломит Сен-Андрес, Западный Техас; *2* — доломит Панхендл; *3* — доломит Сен-Андрес; *4* — известняк Петит, Луизиана; *5* — песчаник Вилькокс, Оклахома; *6* — песчаник Симпсон Бромайд, Оклахома; *7* — известняк Хентон, Оклахома; *A* — несцементированный песчаник; *B* — сцементированный песчаник. Кривые *1*—*7* получены по промысловым данным, *A*—*B* — по лабораторным опытам.

Отсюда, если известны функции давления $S(p)$ и $a(p)$, можно вычислить $k_{\text{г}}/k_{\text{н}}$ из комбинированных наблюдений над пластовым давлением и газовым фактором.

Если определены еще первоначальное насыщение связанной водой и пористость, то остаточную нефть или общее насыщение жидкостями можно подсчитать из суммарной нефтеотдачи, чтобы удовлетворить значение $k_{\text{г}}/k_{\text{н}}$ из уравнения (1).

На фиг. 119 нанесены $k_{\text{г}}/k_{\text{н}}$ по отношению к кривым насыщения жидкостями для трех доломитов, двух известняков и двух песчаников. Для сравнения приведены две кривые для песков, полученные по лабораторным измерениям.

На фиг. 120 нанесены аналогичные комплексные и осредненные данные из месторождений Западного Техсаса, сложенных доломитом вместе с кривыми, определенными лабораторно на образцах доломитов. В противоположность кривым, полученным из лабораторных экспериментов, кривые, построенные по промысловым данным, не показывают равновесного насыщения газом, которое может превысить самое большее несколько процентов.



Фиг. 120. Сравнительные кривые соотношения проницаемостей для газа и нефти, полученные из рассмотрения режима работы нефтяного резервуара, приуроченного к доломиту, и по лабораторному анализу кернов.
1 — лабораторные данные по кернам из двух продуктивных доломитов (Западный Техсас); *2* — лабораторные данные по кернам из продуктивного доломита (Западный Техсас); *3* — промысловые данные по шести месторождениям, сложенным доломитами (Западный Техсас); *4* — пределы колебания промысловых данных из шести месторождений, сложенных доломитами (Западный Техсас).

Промысловые наблюдения обычно показывают, что газовые факторы начинают возрастать тотчас же или вскоре после начала эксплуатации.

Данные фиг. 119 и 120 имеют слишком ограниченные пределы, чтобы установить аналитические выражения для кривых. Однако они близки примерно к полулогарифмической зависимости по отношению к насыщению жидкостей при их значениях меньше 80% [1]. Эту зависимость можно выразить как

$$\lg \frac{k_г}{k_н} = a - b\varrho, \qquad (2)$$

где ϱ — общее насыщение жидкостями.

Для очень многих месторождений значение a при построении промысловых кривых находится в пределах 10—23, а b от 15 до 30. Лабораторные данные для песчаника и верхней группы доломитов (на фиг. 120) лежат в этих пределах. Для рыхлых песков эти параметры падают ниже указанных пределов; нижняя линия для песков по лабораторным данным (на фиг. 120) дает значение меньше 10.

Эти эмпирически установленные соотношения проницаемости представляют известный интерес, так как описывают аналити-

[1] Имеется более низкий предел в ϱ для приближенной справедливости уравнения (2). Уравнение (2) должно, очевидно, нарушиться, когда насыщение нефтью приближается к его «равновесному» значению, и $k_г/k_н$ становится бесконечно большим при $k_н$, равном или близким нулю.

чески промысловые наблюдения. Однако они отражают комплексную равнодействующую всех факторов режима пласта, которых нет в идеальных системах, положенных в основу теоретических вычислений. Самым важным является фактор отсутствия строгой однородности пористой среды в естественных нефтяных подземных резервуарах. Даже в известняковых или доломитовых массивах изменения проницаемости вызываются часто значительной слоистостью, с динамической точки зрения тождественной песчаникам. Отсюда истощение никогда не бывает однородным по всему продуктивному пласту, и конечное нефтенасыщение меньше в более проницаемых зонах.

Механизм нефтеотдачи за счет истощения растворенного газа в основном показывает нелинейную зависимость, а средние газовые факторы для комплексной системы соответствуют величинам насыщения жидкостями, осредненным по продуктивной толще в целом. Когда газовые факторы нанесены на график в зависимости от среднего насыщения жидкостями, промысловые данные $k_п/k_н$ расположены выше фактических кривых для отдельных пластов, или полученных лабораторным путем на отдельных колонках породы. Аналогичное явление возникает в результате включения в общую величину отбора газа на промысле, дебита скважин, расположенных вблизи первоначальной или возникшей газовой шапки, в которых наблюдается образование конусов газа.

Месторождения с режимом растворенного газа работают, по всей вероятности, менее эффективно, чем это вычислено теоретически с применением кривых $k_г/k_н$, полученных из лабораторных изучений колонок породы. В неоднородных или слоистых пластах наблюдается ряд перекрывающихся процессов в зависимости от проницаемости отдельных слоев.

Относительно быстрое истощение наиболее проницаемых пластов вызывает, очевидно, преждевременное развитие высоких газовых факторов для месторождений в целом [1].

---

[1] Быстрый рост газового фактора из пластов, не имеющих начальной или возникшей газовой шапки, можно считать доказательством наличия в них прослоев очень высокой проницаемости, которые дренируются быстрее остальной части продуктивного горизонта. Присутствие слоев высокой проницаемости может привести к видимой реакции пластового давления на изменение дебита и ненормально крутым спадам давления вслед за быстрым ростом текущего дебита. Такие явления следует ожидать в пластах трещиноватого известняка. В теоретических исследованиях одновременного истощения растворенного газа в не сообщающихся между собой слоистых горизонтах подтвердилось, что дифференциальное истощение в различных пластах должно вызывать первоначально резкий подъем в видимой или вычисленной кривой $k_г/k_н$. Однако эта начальная тенденция сопровождается заметным выполаживанием и пересечением видимой кривой лабораторных данных в результате возникновения гравитационного дренирования. Величина газового фактора показала в одном случае изменчивый характер, когда ее нанесли на график в зависимости от общей нефтедобычи, в противовес плавному поведению кривых для однородного пласта.

Если бы процессы вытеснения нефти в основном были одинаково эффективны для пластов с различной проницаемостью, то замедленные скорости отдачи в менее проницаемых зонах привели бы к большему содержанию остаточной нефти в последних, когда дебиты из продуктивной толщи в целом достигли бы промышленного предела ликвидации скважин. Быстрое падение давления в более проницаемых зонах способствует раннему вторжению подвижных краевых вод, которые могут присутствовать в месторождениях. Затопление этих пластов может вызвать забрасывание скважин, между тем как более плотные слои еще сохраняют большую часть их первоначального нефтесодержания.

Компенсирующим фактором в комплексных месторождениях с дифференциальным истощением является перемещение жидкостей по вертикали из более плотных с повышенным давлением слоев в более истощенные с пониженным давлением. Вследствие большой площади межзонального перехода и коротким расстояниям величина вертикального перемещения жидкости может оказаться значительной. Например, если средняя проницаемость для нефти по вертикали составляет 10 миллидарси, а вязкость ее 1 сантипуаз, то течение по вертикали достигает 955 *м*^{3}*/день/га* для градиента давления в 1 *ат/м*. Коэффициент отдачи перемещающейся нефти по достижении более проницаемых горизонтов относительно низок вследствие больших насыщений газом и более высоких газовых факторов в этих горизонтах. Однако чистый эффект выражается в большей суммарной нефтеотдаче по сравнению с полной изолированностью различных слоев.

Теоретически вычисленная физическая конечная нефтеотдача месторождений с газовой энергией должна сочетаться с промышленными факторами при оценке извлекаемых запасов. Если бы основная зависимость «проницаемость—насыщение» не была связана с проницаемостью по однофазной жидкости для компонентов единого геологического горизонта, то суммарная нефтеотдача, очевидно, падала бы с уменьшением проницаемости.

Забрасывание скважин в месторождениях с газовой энергией определяется экономически целесообразным дебитом. Предельные дебиты в менее проницаемых горизонтах достигаются при высоких средних пластовых давлениях и насыщениях нефтью по сравнению с зонами большей проницаемости. Если даже подсчитанный физический запас нефти по существу одинаков для обоих типов коллекторов, конечная добыча выше для последнего типа.

Никакое простое правило или формула не описывают изменения промышленной конечной нефтеотдачи в зависимости от проницаемости. Сама проницаемость представляет лишь один из физических параметров пласта. Можно полагать, что вязкость нефти входит непосредственно в соотношение «проницаемость—вязкость». Общие извлекаемые запасы пропорциональны мощ-

ности горизонта и его пористости, за исключением условий, когда мощность продуктивной зоны определяет парциальную нефтеотдачу в момент забрасывания. Однако изменения конечной нефтеотдачи с проницаемостью меньше для неглубоко залегающих продуктивных пластов, чем для глубоких подземных резервуаров.

Высокая стоимость разработки глубоких месторождений повышает экономический предел дебита в момент забрасывания там, где суммарная нефтеотдача зависит от абсолютного значения дебита при забрасывании скважин.

Возвращаясь к видимой ненормальности кривой соотношения проницаемостей на фиг. 119 для песчаника Вилькокс, необходимо заметить, что эта кривая обнаруживает важное свойство действительного режима пласта. Здесь естественные условия нефтеотдачи включают изменения в насыщении нефтью и не выражены общей средней величиной для всего продуктивного пласта. В противоположность ранее разобранным положениям, когда зона большого дренажа, повидимому, регулирует процесс отдачи и создает избыточные газовые факторы и соотношения проницаемости, здесь зона ненормально низкого истощения, видимо, регулировала лишь последние стадии процесса нефтеотдачи. Отсюда газовые факторы и соотношения проницаемости упали ниже значений для системы с однородным насыщением. Важность подобного поведения заключается в том, что неравномерное истощение пласта явилось результатом гравитационного дренирования нефти по вертикали для замещения отбора жидкостей и сохранения нефтенасыщения в нижних слоях продуктивного горизонта. Более высокие нефтенасыщения снижают газовые факторы, которые, будучи увязаны со средним нефтенасыщением по всей зоне, в отсутствии гравитационного дренирования [1] получаются заниженными.

7.12. Промысловый опыт закачки газа. Полученные промысловые данные по поддержанию давления закачкой газа в пласт не противоречат теоретическим рассуждениям, но все же не гарантируют количественного согласия с заранее вычисленным процессом на основании приведенной теории.

На промыслах обычно не имеется достаточно подробных данных о характере месторождения, пользуясь которыми, можно вычислить ожидаемое поведение пласта и дать руководство для работ по закачке газа.

---

[1] Гравитационное дренирование на промысле Оклахома Сити вызвало низкие газовые факторы в скважинах, расположенных вниз по падению пласта. Однако выделение газа внутри горизонтальных слоев, полностью открытых в скважины, может обусловить более высокие газовые факторы и менее эффективную нефтеотдачу. Высокие значения соотношения проницаемости по газу и нефти на фиг. 119 и 120 возникают частично вследствие указанных явлений.

Вполне очевидно, что подземные резервуары не представляют собой идеальных, однородных систем, для которых только и возможно аналитическое решение. Кроме того, закачка газа обычно не воспроизводит процесса прямой диффузии и рассеивания его по всей нефтяной зоне, как это принимается в теоретических расчетах. Расширение газовой шапки и гравитационное дренирование, которые могут участвовать в наблюдаемом режиме пласта, еще не нашли себе места в теоретической количественной оценке метода поддержания давления.

Следующие примеры показывают поведение пласта при закачке газа, которое можно ожидать на практике.

В 1932 г. была открыта нефтяная залежь Кенингхам в Канзасе. Нефтяной подземный резервуар приурочен к антиклинали с глубиной залегания примерно 525 *м* ниже уровня моря; на площади 560 *га* расположено 53 эксплуатационных скважины. Амплитуда складки около 22,5 *м*. Фации продуктивного горизонта имеют меняющийся характер и представлены слоями оолитового известняка; при этом различные зоны, видимо, сообщаются друг с другом по вертикальным трещинам. Средняя мощность продуктивной зоны 2,4 *м*, а средние значения проницаемости и пористости 105 миллидарси и 11%. Удельный вес добываемой нефти 0,843—0,869.

Забои скважины обрабатывались соляной кислотой для повышения нефтеотдачи. Среднее увеличение добычи вслед за первой обработкой было примерно 300%. Месторождение имело первоначальную газовую шапку. Начальное пластовое давление было 76 *ат*. Закачка газа была предпринята после падения давления до 29 *ат* за 4 года эксплуатации и общего отбора 160 000 $м^3$ нефти.

В течение последующих 10 лет было возвращено в пласт через 3—5 нагнетательных скважин 84% отобранного газа с дополнительной нефтедобычей 421120 $м^3$ нефти и 4,1 *ат* чистого падения давления.

Общая стабилизация давления в течение столь долгого периода указывает на вспомогательную роль частичного внедрения воды, что подтверждается ежедневной добычей 80 $м^3$ воды.

В основном газовые факторы оставались постоянными в течение первых 8 лет возврата газа в пласт, а затем возник заметный подъем газового фактора вслед за увеличением количества нагнетательных скважин в юго-западной части месторождения, где продуктивный горизонт не представлен оолитовым известняком.

Неоднородность продуктивного пласта и высокие газовые факторы до закачки газа вызывали сомнение в успехе проводимых работ, но процесс поддержания давления прошел успешно. Ожидаемая конечная нефтедобыча составляет 720 000 $м^3$, т. е. на 272 000 $м^3$ превышает величину ожидавшегося отбора на основании экстраполяции поведения пласта до закачки в него газа.

Это соответствует увеличению нефтеотдачи на 1 *га м* нефтяного пласта от 330 до 530 *м*³.

Несмотря на маломощность пласта, в нем, повидимому, имело место эффективное разделение газа и нефти по уд. весам так, что нагнетаемый газ оставался в значительной степени заключенным в пласте и способствовал поддержанию нефтенасыщения внутри продуктивной зоны.

Ниже приводится описание другого процесса поддержания давления закачкой газа в пласт Джонс на месторождении Шюлер, Арканзас. Это месторождение было открыто в конце 1937 г. Залегает оно на глубине 2260—2280 *м*. К середине 1940 г. оно было полностью разбурено и имело 146 эксплуатационных скважин при площади 8 *га* на одну скважину.

По 136 скважинам были отобраны керны по всей мощности пласта и проведен подробный электрический и механический кароттаж. Нефтяной подземный резервуар приурочен к антиклинальной складке с амплитудой 27—40,5 *м*. Он имел первоначально небольшую газовую шапку с газонефтяным разделом на глубине 218 *м* ниже уровня моря и водонефтяным контактом, залегающим от 2111 до 2114 *м* ниже уровня моря. Проницаемость песчаника переменная — от 0 до 4000 миллидарси, а в среднем 335 миллидарси. Средняя пористость 17,6%. Насыщение связанной водой оценивается в 15%. Эффективная мощность песка от 0 до 21 *м*, в среднем 12,5 *м*. Начальный коэффициент объема пластовой жидкости 1,52. Плотность нефти 0,853 *г/см*³. Начальное пластовое давление 239,4 *ат* на глубине 2190 *м* ниже уровня моря. Согласно официальным записям месторождение первоначально содержало 15 840 000 *м*³ нефти.

На раннем этапе эксплуатации имело место резкое падение давления. Это было связано с относительно большим отбором нефти из восточной части площади по сравнению с местным нефтенасыщением и высокими газовыми факторами, а также с ограниченным отбором нефти на западе, т. е. в результате хищнической разработки.

Нефтяная залежь была объединена для общей эксплуатации, когда уже пластовое давление упало примерно до 104 *ат*, а средний газовый фактор вырос до 485 *м*³/*м*³. После объединения газовые факторы были снижены до 300 *м*³/*м*³ ограничением отборов.

Оставлено было 50 высокодебитных эксплуатационных скважин, а все остальные были закрыты. Возврат 90% отобранного газа был начат в середине 1941 г. с закачкой в шесть скважин на купольной части пласта.

В течение последующих 5 лет была получена стабилизация давления, которая явилась результатом обратной закачки газа в пласт.

Для залежи было произведено теоретическое определение будущего поведения резервуара с применением метода материального баланса и данных соотношения проницаемости, вычислен-

ных из действительного процесса эксплуатации. Процесс фактической эксплуатации оказался лучше в отношении падения давления и снижения газового фактора, чем теоретически предсказанный. Почти полная стабилизация давления по сравнению с предполагаемым медленным убыванием последнего вызвана возвратом газа в количестве 90%. Кроме того, наблюдалось некоторое поддержание давления со стороны продвижения краевой воды, так как даже 100% возврат газа сам по себе не мог бы заместить пространства, дренированного от нефти и газа.

Закрытие участка с низким давлением и более истощенной площади сосредоточило отбор нефти на менее истощенной части месторождения, где насыщение нефтью было выше, а газовые факторы соответственно ниже. Если бы продолжалась старая разработка, то отборы нефти в ограниченной части месторождения привели бы к ускорению падения нефтенасыщения и росту газового фактора. Вероятно, поэтому гравитационное дренирование и отделение газа были эффективны для поддержания нефтенасыщения вниз по падению пласта.

Влияние гравитационного дренирования не учитывалось при выводе теоретического процесса. Отсюда, если данные о соотношении проницаемости были бы правильны, то был бы намечен максимальный рост газового фактора.

Операции по закачке газа привели к положительным результатам. Стоимость операций была существенно снижена удлинением сроков фонтанирования и эксплуатации небольшого числа скважин, через которые извлекались разрешенные отборы.

Увеличение конечной нефтеотдачи сверх рассчитанной при естественном истощении в 5,76 млн. $м^3$ может превысить 3,2 млн. $м^3$, запроектированных к моменту начала закачки газа.

Опытная закачка газа в часть антиклинального подземного резервуара Доломит Грэйбург в Западном Тексасе площадью 300 *га* является примером трудностей, с которыми можно иногда встретиться при осуществлении проектов по поддержанию давления. Продуктивный пласт представлен песчанистым доломитом со средней мощностью 5,4 *м* из общей толщи коллектора 39 *м*. Продуктивный горизонт имеет пористость от 8 до 14%, а проницаемость 2—10 миллидарси. Удельный вес нефти колеблется от 0,838 до 0,859. Опыт заключался в превращении одной из 26 эксплуатационных скважин в нагнетательную скважину после того, как давление в пласте упало до 86,7 *ат* от первоначального значения 122,4 *ат*. В течение последующих 22 месяцев было закачано в пласт 4 780 000 $м^3$ газа, после чего нагнетательная скважина была закрыта на 6 месяцев, а затем вновь открыта как эксплуатационная.

В течение первых 11 месяцев закачки, за которые было возвращено в пласт 1,5 млн. $м^3$ газа, т. е. весь по существу добытый газ, не возникло заметного изменения или реакции в поведении пласта. Затем газовые факторы начали круто возрастать,

а пластовое давление стремительно падать. Эти явления были связаны с резким увеличением дебита скважин.

Причину этих явлений можно обосновать, если принять пластовую породу за комплекс плотной массивной матрицы, по которой рассеяна непрерывная и сообщающаяся между собой система трещин. Внезапный рост дебита, выходящий за пределы питательной способности порового пространства породы, привел к ненормально быстрому истощению системы трещин и развитию высоких газовых факторов. Если бы закачку газа не прекратили, то дальнейший рост газового фактора привел бы к прорыву закачиваемого газа по лишенным пластовой жидкости трещинам.

Закачка газа по этому проекту показала, что в течение всего периода осуществления процесса, до тех пор, пока газовый фактор не вернулся к нормальной своей величине, количество газа, отобранного из залежи, было на 8,7 млн. $м^3$ больше, чем было подсчитано до закачки газа. Эта величина превышает количество закачанного газа на 4 млн. $м^3$.

Полученный результат можно объяснить повышением скорости нефтеотдачи в течение второй половины закачки газа, а также медленной отдачей из порового пространства в систему трещин с избыточным истощением. Точная оценка этого проекта закачки газа сомнительна и вряд ли можно считать ее успешной.

Последний пример поддержания давления посредством закачки газа относится к нефтяному месторождению Канал в Калифорнии. Оно было открыто в 1937 г. и разработка его завершена при уплотнении 8 *га* на скважину в 1941 г. Месторождение представляет собой удлиненный купол; оно залегает на глубине 2340 *м* ниже уровня моря с амплитудой складки около 45 *м*. Нефтяной коллектор состоит из песка, занимающего площадь 440 *га*; песок переменного состава с прослойками глинистого сланца. Проницаемость имеет большую изменчивость от скважины к скважине; она колеблется от 10 до 1000 миллидарси, составляя в среднем около 200 миллидарси. Пористость в среднем 22% и колеблется от 15 до 32%. Насыщение связанной водой оценивается в 38%. Начальное давление составляло 241,5 *ат*. В месторождении первоначально не было газовой шапки. Давление насыщения было 180 *ат*, растворимость газа 135 $м^3/м^3$, коэффициент пластового объема нефти 1,29 при пластовой температуре 99° С.

Во время предварительных испытаний газ нагнетался в скважину, расположенную на гребне купола. Другая нагнетательная скважина находилась на крыле. В 1943 г. закачка газа началась через третью скважину на другом крыле пласта, против второй скважины. Общая закачка газа к 1946 г. достигла 400 млн. $м^3$.

Интересной особенностью при этих операциях было применение индикаторов (этилмеркаптанов). После меркаптана закачивался газ, чтобы следить за движением индикатора по пласту. Через 6 мес. этилмеркаптан был обнаружен в соседней скважине на расстоянии около 280 *м*. В течение года индикатор был

замечен в другой скважине на таком же расстоянии и в третьей скважине на расстоянии в два раза большем. В начале 1943 г. 17 нефтяных скважин выделяли газ, содержащий этилмеркаптан. В связи с ограниченной суммарной закачкой газа в течение этого периода появление индикатора в эксплуатационных скважинах показывает, что газ скорее проходит через пропластки с высокой проницаемостью, чем осуществляет равномерное проталкивание нефти через пески в целом. Резкий подъем газовых факторов с 1942 г. также показателен для рассеивающего действия газа при проталкивании нефти.

Несмотря на то, что нагнетаемого газа было недостаточно для полной замены отбираемого газа и нефти, записи показывают на существенное поддержание пластового давления. Это может объясняться наступлением краевой воды, хотя анализ материального баланса не был окончательно выведен, или же перераспределением давления и истощения в различных зонах продуктивного пласта, что вызвало недостоверные наблюдения над пластовым давлением. Эксплуатационная производительность и дебиты месторождения в целом поддерживались на удовлетворительном уровне, хотя это было в значительной степени ограничено скважинами, находившимися вверх по восстанию пласта.

Скважины, расположенные вниз по падению пласта, казалось, не подвергались никакому воздействию; давление и нефтеотдача в них снижались, как-будто закачка газа в пласте полностью отсутствует.

7.13. Общие замечания по закачке газа. Промысловые примеры, рассмотренные в предыдущем параграфе, показывают, что закачка газа в пласт при некоторых условиях может привести к существенному увеличению нефтедобычи. Важно уяснить факторы, определяющие течение процесса и успех операций по нагнетанию газа.

Из теоретических разборов в параграфах 7.7 и 7.8 видно, что при расчете нефтедобычи в связи с закачкой газа, исходя из уравнения 7.7 (2) или его эквивалента, всегда получают большое увеличение нефтедобычи. Казалось бы, закачка газа должна быть желательной и выгодной операцией. Однако с практической точки зрения любые такие операции (как закачка газа), которые требуют значительного капиталовложения и стоимости операций, должны оцениваться с точки зрения необходимости и экономической целесообразности.

Что касается закачки газа, то в ней, например, нет необходимости, если механизм нефтеотдачи связан с полным замещением нефти краевой водой [1] при отсутствии первоначальной газо-

[1] Если продуктивный пласт существенно изотропен и под ним залегает подошвенная пластовая вода, то поддержание давления посредством закачки газа может служить средством предупреждения затопления водой и преждевременного заводнения эксплуатационных скважин.

вой шапки. Эффективность вытеснения нефти водой всегда выше, чем газом, если только насыщение пласта связанной водой не высоко. Однако, если месторождение имеет первоначальную газовую шапку, а падение пластового давления таково, что поступление краевой воды превышает текущие отборы, то возникает опасность, что нефть может быть вытеснена в газовую шапку. Поступление нефти в газовую шапку вызовет насыщение ее нефтью, и газовая шапка становится как бы нефтяной зоной. Даже если этот участок пласта впоследствии будет залит наступающей водой, в нем останется 20—30% остаточной нефти. Если газовая шапка вначале была «сухой», с нулевым или пренебрежимо малым нефтенасыщением, то после ее обводнения в результате вторжения краевой воды неизвлекаемая нефть в ней представляет определенную потерю. Отсюда, если нельзя эффективно воспрепятствовать перемещению нефти в газовую шапку при помощи регулирования величины и распределения нефтеотдачи, то закачка газа в газовую шапку может оправдать себя даже тогда, когда скорость поступления краевой воды достаточна для замещения отбора пластовой жидкости.

Наиболее обычным условием для закачки газа является нефтеотдача пласта при использовании энергии газа и при отсутствии существенного действия гидравлического напора. В таких случаях идеальная трактовка, принятая в параграфах 7.7 и 7.8, всегда оправдывает закачку газа из-за удлинения периода фонтанирования, в результате поддержания пластового давления, а также роста конечной нефтеотдачи. Однако лежащая в основе аналитической трактовки полностью однородная и равномерная пластовая порода никогда не встречается на практике. Именно однородность продуктивного пласта представляет регулирующий фактор для определения степени, при которой действительный режим пласта может приблизиться к теоретическим предсказаниям.

В месторождениях, сложенных песчаником, отклонения от строгой однородности пластов обусловлены линзовидным залеганием и отсутствием непрерывности в продуктивном пласте, или же изменчивостью проницаемости. Первое обстоятельство вызывает неправильное распределение нагнетаемого газа внутри пласта, а также неравномерное и неэффективное вытеснение нефти из него. Второй фактор приводит к распространению нагнетаемого газа в более проницаемых слоях без эффективного охвата малопроницаемых плотных зон.

Если только высокопроницаемые зоны пласта не отделены от менее проницаемых слоев барьерами, препятствующими течению нефти по вертикали, и не изолированы, то закачка газа может превратиться в циклическое продувание газа сквозь пласты.

В месторождениях, где предполагаются такие условия, закачку газа следует предпринимать лишь после детального и полного изучения физических свойств коллекторов и подсчетов ожидаемой нефтеотдачи.

В месторождениях, сложенных доломитами или известняками, серьезную опасность для успешной закачки газа представляет в дополнение к слоистости также и трещиноватость продуктивной породы [1].

Трещины составляют крайнюю форму неоднородности проницаемости пород. Если трещины распределяются повсеместно и сообщаются между собой, то они являются каналами, имеющими низкое сопротивление течению по сравнению с остальной породой, которая обычно имеет незначительную проницаемость, если только она не оолитового происхождения. Нагнетаемый газ при закачке в известняки не поступает в плотную породу, составляющую основную часть пласта, а быстро проходит по трещинам между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. Основной механизм нефтеотдачи в поровых каналах связан с выделением газа из раствора или с выталкиванием нефти из пор в трещины с последующим перемещением ее по трещинам в скважины. Это требует наличия перепада давления между трещинами и внутренней частью прилегающего к ним порового пространства.

Когда закачка газа служит для поддержания давления в пласте, процессы истощения газовой энергии и выталкивания нефти в трещины замедляются. Если содержание нефти в трещиноватой системе составляет лишь небольшую часть общих запасов нефти по залежи в целом, то закачка газа может в лучшем случае оказаться средством для временного накопления газа и участвует весьма незначительно в получении повышенной нефтеотдачи.

Вследствие возможной неудачи работ по закачке газа важно раньше всего установить, что для повышения эффективности нефтедобычи необходимо искусственное поддержание давления. Начальный быстрый спад пластового давления не следует объяснять отсутствием гидравлического напора [2], который обычно требует развития заметного падения давления в залежи прежде, чем начнется достаточное поступление воды для существенного замещения отборов пластовой жидкости при эксплуатации. Если этого нельзя осуществить, необходимо время для тщательного исследования характера пласта и установления, что продуктивный горизонт является подходящим объектом для успешных операций по закачке газа. Теоретическое рассмотрение параграфа 7.8 и промысловый опыт показывают, что если условия в подземном резервуаре благоприятны для закачки газа, то эти операции чрезвычайно успешны и выгодны, даже если они предпринимаются после заметного падения давления в пласте.

---

[1] Трещиноватость наблюдается также и в подземных резервуарах, сложенных песчаниками. Однако это встречается довольно редко и не является серьезным фактором при закачке газа в песчаниках.

[2] В подземных водонапорных резервуарах, где нефть насыщена не полностью газом, начальное падение давления более резкое, чем при полном насыщении, когда газ немедленно начинает выделяться из раствора.

При расчетах и проектировании разработки и нефтедобычи с поддержанием давления путем закачки газа для отдельных подземных резервуаров необходимо обратить внимание на неоднородность продуктивных коллекторов. Если месторождение уже подвергалось частичному истощению при «режиме растворенного газа», то экстраполяция на основе прошлого процесса эксплуатации дает лучшую основу проектирования, чем разбросанные лабораторные измерения.

Промысловые данные обычно включают влияние неоднородности пласта. Можно ввести также «фактор соответствия», представляющий ту часть продуктивной зоны, в которой рассеивается и на которую воздействует нагнетаемый газ, полагая, что в остальной части ее продолжается процесс вытеснения нефти выходящим из раствора газом.

Тогда конечная нефтеотдача представляет среднее значение между нефтеотдачей при «режиме растворенного газа» и при закачке газа извне, скорректированное фактором соответствия.

В принципе такой прием вносит поправку на неоднородность пласта, но определение фактора соответствия само по себе достаточно неясно. Сравнение промысловых и лабораторных данных о соотношении проницаемости, если таковые имеются, может установить пределы фактора соответствия. Но остаются еще трудности относительно постоянства этого фактора и взаимодействия между двумя гипотетическими частями обычного нефтяного резервуара.

Во всяком случае важно представить себе, что за исключением благоприятного влияния гравитационного дренирования прирост нефтедобычи в результате закачки газа, вычисленный для однородных пластов, представляет лишь верхний предел по сравнению с встречающимися на практике.

Чтобы получить максимальную эффективность от закачки газа, следует разрабатывать пласт как комплексное целое. Тогда можно контролировать распределение нефтеотдачи и закачки так, чтобы обеспечить оптимальную реакцию пласта на закачку газа. Если месторождение имеет достаточную амплитуду, первоначальную или возникшую впоследствии газовую шапку и высокую проницаемость породы, то закачка газа должна быть сосредоточена в газовой шапке или гребне структуры, а нефтедобыча ограничена склонами пласта. Эксплуатационные скважины должны закладываться так, чтобы свести к минимуму конусообразование и прорыв газа из газовой шапки.

Скважины с высоким газовым фактором следует закрывать. Дебиты скважин надлежит ограничивать. Это способствует гравитационному дренированию нефти по склонам структуры и равномерному движению вниз поверхности раздела газа и нефти.

Если пласт плоский и плотный, то распределение нагнетательных скважин по площади должно дать быструю и равномерную отдачу. В своем крайнем выражении такое распределение может вылиться в настоящую сетку или систему нагнетательных сква-

жин, переплетенную с сеткой эксплуатационных скважин, подобную применяемым в операциях по вторичной эксплуатации.

Эти соображения не следует истолковывать так, что они предписывают способ операций, необходимых для успешной закачки газа.

Необходимо отметить, что процесс поддержания давления «в полном масштабе» на практике встречается редко. От 10 до 15% отобранного газа обычно употребляется как топливо для промысловых нужд. Кроме того, неэффективно сжимать иногда газ до высокого давления на устье скважины. В результате этого в большинстве случаев лишь 60—80% отобранного газа возвращается в продуктивный пласт. При таких условиях нельзя ожидать строгого поддержания давления и оно не имеет места, если только частичное внедрение воды не способствует замещению пластовой нефти, добытой при эксплуатации.

Для достижения полного поддержания давления необходимо, чтобы количество закачиваемого газа превышало добычу газа, как это вытекает из уравнений 7.7 (7) и 7.7 (8). Большинство проводимых операций скорее обеспечивает задержку падения пластового давления, чем строгое поддержание его.

7.14. Гравитационное дренирование; общие соображения. Одной из основных проблем в оценке режима нефтяных подземных резервуаров является количественное толкование явления гравитационного дренирования. В общей проблеме о роли силы тяжести в нефтяных месторождениях существуют три вопроса. Первоначальное разделение пластовых жидкостей по удельным весам до открытия и эксплуатации месторождения дает повсеместную последовательную глубину залегания газа, нефти и воды [1] в соответствии с их плотностью, когда они существуют как явно отличные фазы в пределах одного пласта. Такое разделение является результатом действия силы тяжести, которое осуществляется в результате движения массы или молекулярной диффузии, и направлено к конечному состоянию равновесия, включающему термодинамические потенциалы, напор силы тяжести и капиллярные силы. Существуют причины, заставляющие сомневаться в том, что даже в течение геологического времени достигается действительное равновесие во всех пластах. Но несомненно, что сила тяжести играет главную роль в создании равновесной сепарации пластовых жидкостей, которая обнаруживается в нефтеносных пластах при их вскрытии.

В начале разработки месторождения действие сил тяжести в основном определяет «начальные условия» рассматриваемого подземного резервуара. Более важную роль выполняет сила тяжести, воздействуя на режим пласта в течение процесса первич-

---

[1] Это относится скорее к общему разделению фаз, чем к взаимно исключающему их отделению, при котором одна фаза занимает все поровое пространство поверх контакта вода — нефть.

ной нефтеотдачи. Наконец, существует этап в разработке месторождения, когда оно достигает полного истощения давления, или близко к нему. Тогда сила тяжести может стать преобладающим фактором перемещения нефти к забою скважины.

Проблеме гравитационного дренирования стали уделять серьезное внимание сравнительно недавно. Его проявление начали отмечать с тех пор, как стало принято вести запись эксплуатационных газовых факторов. Было замечено образование местных газовых шапок в процессе добычи нефти. Подобные газовые шапки представляют участки, где происходит отбор нефти с высоким газовым фактором и которые показывают результат высокого местного отбора и истощения.

Эти участки образуются или впервые обнаруживаются[1] в повышенных частях структуры, что указывает на значительное перемещение газа вверх по восстанию в газовую шапку и дренирование нефти вниз по склонам пласта.

Это явление вызывает уменьшение нефтенасыщенности в газовой шапке ниже значения, которое можно было бы ожидать в результате местного истощения и отборов при «режиме растворенного газа». Разумеется, в месторождениях с газовой энергией такое поведение пласта не встречается повсеместно. Образование газовой шапки в отдельных случаях не может доказать существования значительного гравитационного дренирования в других местах. Общая связь подобных газовых шапок со структурой залежи составляет основное доказательство разделения газа и нефти, которое происходит в процессе добычи нефти из пластов с газовой энергией.

Наблюдаемое систематическое расширение вниз по падению первоначальных газовых шапок или образовавшихся на своде антиклинали уже после того, как началась разработка залежи, представляет аналогичное качественное доказательство гравитационного дренирования. Однако и в этом случае гравитационное разделение пластовых жидкостей при расширении газовых шапок следует измерять лишь по избытку газонасыщения в залежи над значением, которое следует ожидать вследствие отбора пластовой жидкости на участке, занятом газовой шапкой. Очевидно, точные определения газонасыщения трудны, и промысловые наблюдения надо оценивать с большой осторожностью.

Уравнение или метод материального баланса, разбиравшийся в главе 6, не оценивает гравитационного дренирования. Метод материального баланса относится лишь к состоянию термодинамического равновесия и включает общее содержание в подземном резервуаре жидкой и газовой фаз.

---

[1] Однако имеются случаи, когда избыточное локальное истощение вызывало первоначально образование эквивалентов газовых шапок на крыльях структуры, которые затем переместились к вершине свода последней. В некоторых месторождениях на Ближнем Востоке, выделяющих нефть из сильно трещиноватых известняков, газ, улетучивающийся из раствора, очевидно, немедленно поднимается к вершине свода, а скважины на склонах продолжают отдавать нефть с постоянными газовыми факторами.

В уравнение материального баланса входит то, что распределение газа влияет только на величину газового фактора. Отсюда оно не дает четкого различия между газом из газовой шапки и свободным газом, распределенным внутри нефтяной зоны [1].

Сила тяжести проявляется как динамическое явление. Вследствие этого изучение гравитационного дренирования представляет трудную задачу [2].

Оценку возможной скорости дренирования нефти вниз по падению пласта можно произвести следующим образом. Полагая, что контакт газ — нефть залегает, как указано на фиг. 121, видно, что скорость свободного перемещения нефти по пласту выражается

$$v_s = \frac{k_н \Delta\gamma g \sin\theta}{\mu_н}, \qquad (1)$$

где $k_н$ — проницаемость для нефти; $\mu_н$ — вязкость нефти; $\Delta\gamma$ — разница в плотности нефти и газа[3]; θ — угол падения пласта. Если h — мощность нефтяной зоны, перпендикулярная направлению падения пласта, то объемная скорость свободного перемещения нефти по пласту для полностью дегазированной нефти будет

$$Q_н = v_s h = \frac{k_н \Delta\gamma g h \sin\theta}{\mu_н \beta_н} \qquad (2)$$

на единицу расстояния параллельно простиранию пласта, причем $\beta_н$ — коэффициент пластового объема нефти.

Дренирование на единицу проекции площади поверхности контакта газ — нефть:

$$Q = \frac{k_н \Delta\gamma g \sin^2\theta}{\mu_н \beta_н} = 8{,}52 \frac{k_н \Delta\gamma g \sin^2\theta}{\mu_н \beta_н}\ м^3/сутки/га, \qquad (3)$$

где $k_н$ отсутствует в миллидарси, а γ — удельный вес.

---

[1] В месторождениях с высоким структурным рельефом концентрация пластовой нефти в результате гравитационного дренирования по склонам структуры, где давление выше, может так изменить эффективные средние характеристики $p - v - T$ для пластовой жидкости, что вычисления начального содержания нефти методом материального баланса, если их соответственно не исправить, могут получиться заниженными.

[2] Недавно опубликована приближенная теория неустановившегося гравитационного дренирования, в которой учтено изменение проницаемости с пониженным насыщением. Однако капиллярные эффекты в этой теории не учтены и анализ не поддается трактовке. Вследствие этого количественное значение этой теории несколько неясно.

[3] Если газовая фаза неподвижна и имеет разрыв, то реакция плавучести, обусловленной газом на нефть, отсутствует и $\Delta\gamma$ должна быть заменена плотностью нефти $\gamma_н$.

Соответствующая скорость вертикального перемещения плоскости контакта газ — нефть [1]:

$$v_s = 0{,}8235 \cdot 10^{-3} \frac{k_н \Delta\gamma \sin^2\theta}{\mu_н \bar{f}} \; м/сутки, \qquad (4)$$

где $\bar{f}$ — эффективная пористость, освобожденная в результате дренирования нефти.

Для определения порядка величины дренирования при свободном перемещении и его скорости согласно уравнениям (3) и (4) можно принять $k_н = 25$ миллидарси; $\Delta\gamma = 0{,}65$ $г/см^3$; $\theta = 20°$; $\mu_н = 1$ сантипуаз; $\beta_н = 1{,}3$. Тогда расход дренирования нефти согласно уравнению (3) будет 12,5 $м^3/сутки/га$.

Этого достаточно для замещения отбора 50 $м^3$ нефти в сутки для скважины, расположенной вне газовой шапки при уплотнении 8 *га* на скважину, если площадь контакта газ — нефть равна половине внешней продуктивной площади. Соответствующая скорость перемещения контакта газ — нефть равнялась бы согласно уравнению (4) 0,013 *м/сутки* при эффективной пористости 0,125.

В условиях ограниченных отборов полученные скорости дренирования определяют в значительной степени возможность замещения отбираемой при эксплуатации нефти. Уравнения (3) и (4) учитывают лишь максимальное проявление гравитационного дренирования и не налагают условий, что соответствующие скорости перемещения нефти вниз по падению пласта должны всегда иметь место на практике.

Критерий справедливости этих уравнений заключается в том, что гравитационному напору не противостоят градиенты давления. Это условие требует равномерного распределения давления в месторождении по крыльям структуры так, чтобы при гравитационном дренировании происходило свободное стекание жидкости.

Быстро снижающиеся давления по крыльям затемняют эффект гравитационного дренирования и уменьшают эффективность отделения газа от нефти. Рост давления вниз по падению пласта препятствует гравитационному дренированию. В крайних случаях может развиться региональное газовое конусообразование. Хотя пловучесть газовой фазы исчезает при идеальном гравитационном дренировании нефти со свободным стеканием, однако перемещение газа по структуре при ограничении свободного стекания жидкости стремится компенсировать уменьшение скорости дренирования нефти.

---

[1] На практике контакт газ — нефть не представлен строго плоскостью вследствие изменчивости проницаемости пласта. Даже если проницаемость была бы однородной, контакт газ — нефть был бы скорее капиллярной переходной зоной, чем геометрической плоскостью.

Уравнения (3) и (4) указывают скорее на максимальные возможности гравитационного дренирования, чем служат формулами для количественных оценок величины последнего.

Изменчивость проницаемости по вертикали и неоднородность продуктивного коллектора значительно уменьшают эффективность гравитационного дренирования. Они нарушают горизонтальность плоскости контакта газ — нефть. Избыточное гравитационное дренирование в пласте с высокой проницаемостью вызовет очевидный проскок газа в скважины, расположенные вниз по падению пласта, а также выпуск газа из газовой шапки. Если нельзя установить точно залегания этого пласта и изолировать его, то без полного закрытия скважин с прорывом газа использование замедленного гравитационного дренирования в менее проницаемые части пласта не представляется возможным.

Приведенные рассуждения имеют лишь качественные значения. Все же уравнение (3) указывает на относительное влияние физических пластовых параметров. Роль наклона структуры дается членом $\sin^2\theta$. Относительные величины этого фактора для $\theta = 5°$, 10°, 15° и 20° будут соответственно 1; 3,97 8,82 и 15,4.

Если бы в предыдущем примере падение пласта было 5° вместо 20°, то максимальный расход при гравитационном дренировании нефти был бы лишь 0,81 *м³/сутки/га*, а соответствующая скорость падения контакта газ — нефть уменьшилась бы до 0,00082 *м/сутки*.

Основная действующая сила $\Delta\gamma$ определяется в значительной степени плотностью сырой нефти и давлением. Она непрерывно уменьшается с уменьшением плотности нефти, но повышается со снижением пластового давления. При 205 *ат* она колеблется примерно от 0,8 для нефти уд. веса 1 до 0,35 для нефти уд. веса 0,777. При 6,8 *ат* соответствующие значения $\Delta\gamma$ приближенно 0,95 и 0,70. Таким образом, весь интервал изменений $\Delta\gamma$, который может встретиться на практике, составляет величину порядка 3.

Комплексный член $\Delta\gamma/\mu_н\beta_н$, который включает все члены, зависящие от давления, может колебаться в пределах порядка 500 для различных систем пластовой жидкости в зависимости от плотности нефти и давления.

При всех давлениях он повышается с уменьшением плотности нефти примерно от 0,01 для сырой нефти уд. веса 1 до 1,4 для нефти уд. веса 0,777 при давлении 205 *ат*. Для нефтей с высоким уд. весом он заметно уменьшается с падением давления, для нефти уд. веса 1 при 6,8 *ат* примерно со значением 0,0025. Для нефтей уд. веса 0,823 или меньше может наблюдаться медленное снижение этого члена с убыванием давления, или даже незначительный рост его при промежуточных давлениях по сравнению с крайним значением 205 *ат* и 6,8 *ат*. Что касается самих пластовых жидкостей, то максимальные скорости гравитацион-

ного дренирования гораздо выше для малых, чем для высоких плотностей нефти. Эти скорости не чувствительны к изменению пластового давления для нефтей с малой плотностью. Более высокие давления позволяют иметь большие скорости дренирования нефтей с высокой плотностью, но они все же слишком малы, чтобы иметь большое практическое значение.

Проницаемость для нефти $k_н$ также имеет широкий интервал колебаний. Ее значение для известных нефтяных подземных резервуаров колеблется примерно в 1000 раз. При нерегулируемом отборе нефти коэффициент подвижности $(k_н/\mu_н)$ влияет одинаково на отбираемый дебит и скорость гравитационного дренирования.

Влияние гравитационного дренирования на общий режим пласта определяется именно относительной величиной этих скоростей, и отношение «проницаемость — вязкость» не имеет большого значения для постоянных структурных условий и эксплуатации скважин в открытую. Если же отбираемые дебиты строго ограничены независимо от продуктивной способности нефтяного коллектора, то отношение «проницаемость — вязкость» может стать контролирующим фактором при эксплуатации.

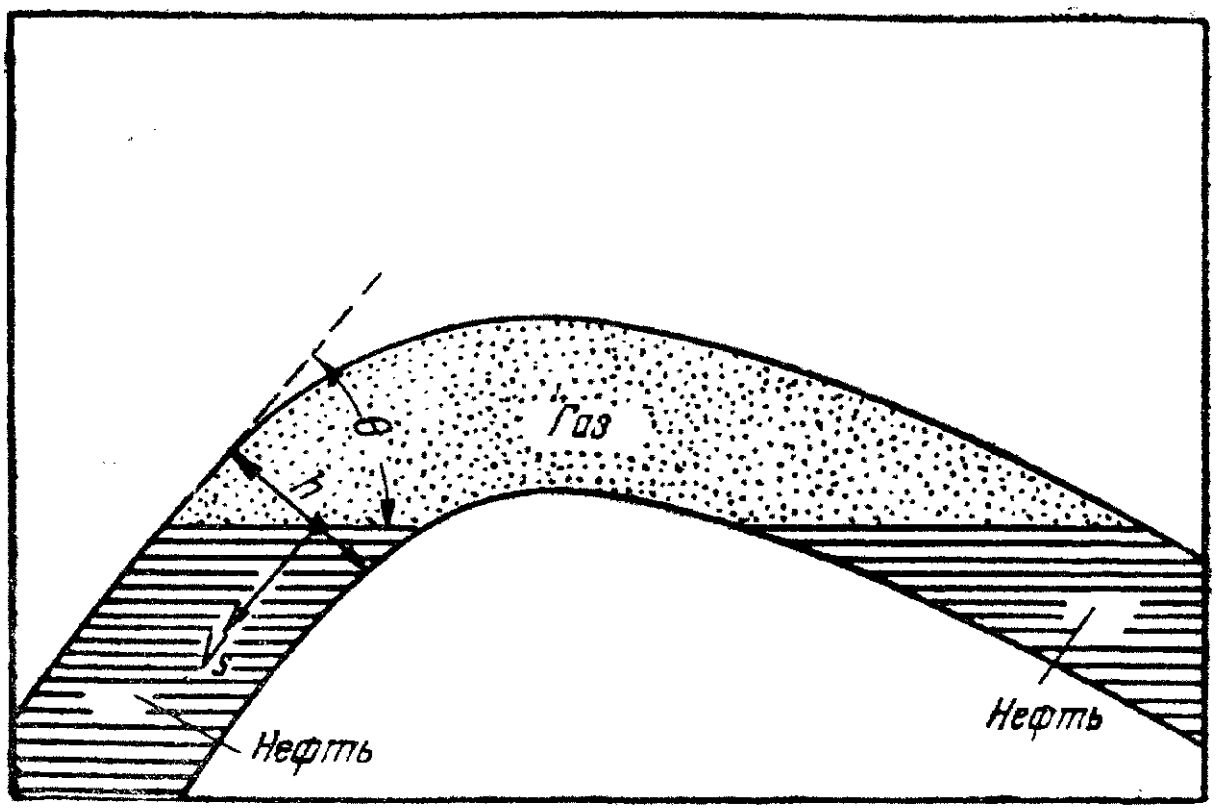
При постоянной величине дебитов из данного пласта замещение отбираемой нефти при гравитационном дренировании прямо пропорционально $k_н/\mu_н$. То же самое рассуждение приводит к выводу, что если $k_н/\mu_н$ не слишком мало, можно получить положительный эффект от гравитационного дренирования путем ограничения отборов из скважины до величины, сравнимой с питанием резервуара дренированием под влиянием силы тяжести.

7.15. Процесс нефтеотдачи при гравитационном дренировании и расширении газовой шапки. Можно построить ряд уравнений, формально описывающих процесс нефтеотдачи для пластов с расширением газовой шапки, аналогичных отдельным дифференциальным уравнениям, рассмотренным в параграфах 7.3—7.8. Однако эти уравнения так сложны, что требуется проведение весьма трудоемких численных расчетов для получения количественных результатов. Кроме того, они страдают неясностью в отношении проницаемости, которая необходима при подсчете времени перемещения поверхности раздела газ — нефть.

Поэтому настоящий разбор ограничивается общим аналитическим выражением процесса расширения газовой шапки как функции суммарной нефтедобычи. Элемент времени не учитывается.

Отбираемые дебиты и их распределение таковы, что позволяют иметь непрерывное и равномерное перемещение раздела газ — нефть; при этом не происходит утечки газа из газовой шапки сквозь нефтяную зону вниз по падению пластов. Остаточную нефть в расширившейся газовой шапке следует скорее

рассматривать как результат механизма гравитационного дренирования, чем вытесняющего действия растворенного газа.

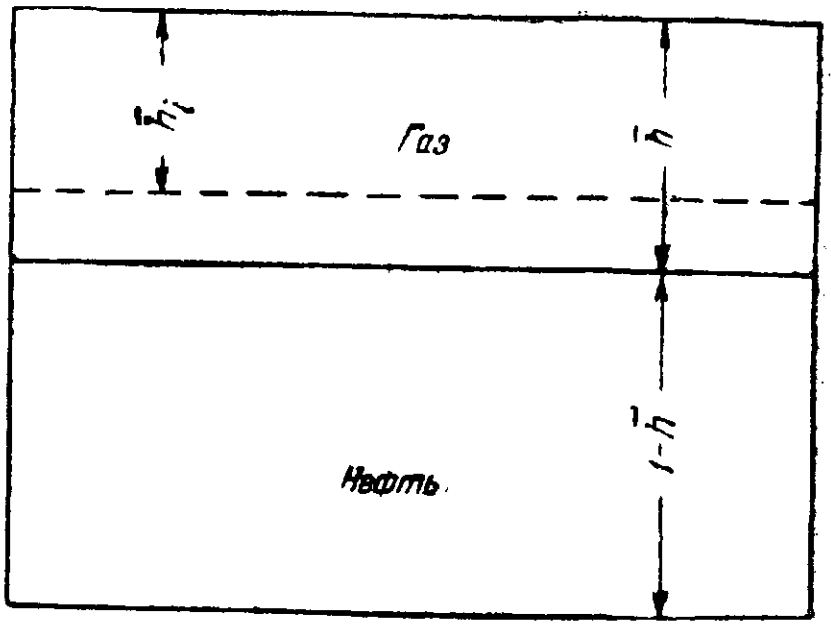


Фиг. 121.

Если изобразить схематично подземный резервуар с газовой шапкой и нефтяной зоной (фиг. 122), то содержание газа в газовой шапке в любое время можно выразить следующим образом:

$$G = \bar{h}_i [\gamma (1 - \varrho_в) - \bar{\varrho}_{н\,i}\zeta] + (\bar{h} - \bar{h}_i) [\gamma (1 - \varrho_в) - \bar{\varrho}_{нг}\zeta] =$$

$$= \bar{h}_i [\gamma_i (1 - \varrho_в) - \varrho_{н\,i}\zeta_i] + rP_г; \quad \zeta = \gamma\beta - S, \qquad (1)$$



Фиг. 122.

где $\bar{h}_i$ — начальная средняя толща газовой шапки, выраженная частью общего газового и нефтяного горизонта; $\bar{h}$ — ее парциальная толща на любой стадии разработки; $\bar{\varrho}_{н\,i}$ — начальное парциальное насыщение дегазированной нефтью в газовой шапке; $\bar{\varrho}_{нг}$ — насыщение остаточной дегазированной нефтью в газовой шапке после ее дренирования; $P_г$ — общий отобранный газ; r — часть добытого газа, возвращенная в газовую шапку; γ, и $\varrho_в$ имеют свое обычное значение. Нижний показатель i обычно выражает начальные значения. Принимается, что нефтяная зона первоначально была полностью насыщена. Следует ожидать

также, что постоянной величиной практически является скорее $\bar{\beta}\bar{\varrho}_{\text{н г}}$, чем $\bar{\varrho}_{\text{н г}}$. Однако для простоты принимается, что само $\varrho_{\text{н г}}$ постоянно.

Принято также, что добытый газ получен лишь из нефтяной зоны. Тогда общая добыча газа $P_{\text{г}}$ равна

$$P_{\text{г}} = (1 - \bar{h}_i) S_i \frac{\varrho_{\text{н}\,i}}{\beta_i} - (1 - \bar{h}) \left[\gamma (1 - \varrho_{\text{в}}) - \frac{\varrho_{\text{н}} \zeta}{\beta}\right], \qquad (2)$$

где $\varrho_{\text{н}}$ — нефтенасыщение в нефтяной зоне; ее водонасыщение $\varrho_{\text{в}}$ принимается одинаковым с газовой шапкой [1].

Из уравнений (1) и (2) следует

$$\bar{h}\left[\gamma (1 - r)(1 - \varrho_{\text{в}}) + \zeta \left(\frac{r\varrho_{\text{н}}}{\beta} - \bar{\varrho}_{\text{нг}}\right)\right] = \gamma_i (1 - \varrho_{\text{в}}) [r (1 - \bar{h}_i) + \bar{h}_i] -$$

$$- \bar{\varrho}_{\text{н}\,i} \zeta_i \bar{h}_i - r (1 - \bar{h}_i)(1 - \varrho_{\text{в}}) \frac{\zeta_i}{\beta_i} -$$

$$- (\bar{\varrho}_{\text{нг}} - \bar{\varrho}_{\text{н}\,i}) h_i \zeta - r\gamma (1 - \varrho_{\text{в}}) + \frac{r\varrho_{\text{н}} \zeta}{\beta}. \qquad (3)$$

Уравнение (3) выражает зависимость между мощностью газовой шапки, давлением и нефтенасыщенностью $\varrho_{\text{н}}$ через функции γ, ζ, β. Так как нефтяная зона продолжает отдавать нефть под действием энергии растворенного газа, предполагается, [2] что зависимость между $\varrho_{\text{н}}$ и p соответствует уравнению 7.3 (1) для процесса нормального истощения энергии растворенного газа. Тогда суммарная нефтеотдача, выраженная частью порового пространства, высчитывается из уравнения

$$P_{\text{н}} = (1 - \bar{h}_i) \frac{\varrho_{\text{н}i}}{\beta} - (1 - \bar{h}) \frac{\varrho_{\text{н}}}{\beta} - (\bar{h} - \bar{h}_i) \bar{\varrho}_{\text{нг}}. \qquad (4)$$

---

[1] Уравнения (1) и (2) не описывают непосредственно перемещения газа из нефтяной зоны в газовую шапку. В анализ можно было бы ввести различные степени перемещения, представленные произвольными частями газовой фазы или содержания газа в нефтяной зоне. Так, например, можно было бы учесть особый случай перехода в газовую шапку лишь местной фазы свободного газа, а также растворенной в остаточной нефти $(\bar{\varrho}_{\text{нг}})$ непосредственно под разделом газ — нефть. Для этого необходимо прибавить в правую часть уравнения (3) член $(1 - r) \int [\gamma (1 - \varrho_{\text{в}}) + S\bar{\varrho}_{\text{нг}} - \gamma\varrho_{\text{н}}]\, d\bar{h}$. Это значительно усложнило бы численную обработку уравнения (3) без существенного влияния на конечный результат решения, а потому исключено из дальнейшего разбора.

[2] Это допущение не строго справедливо. Точное уравнение включило бы dh/dp, а также $d\varrho_{\text{н}}/dp$. Более простым и строгим приемом для определения зависимости между $\varrho_{\text{н}}$ и p было бы применение метода материального баланса, графического или с последовательным приближением, сочетающего уравнения (2) и (4).

Газовый фактор дается выражением

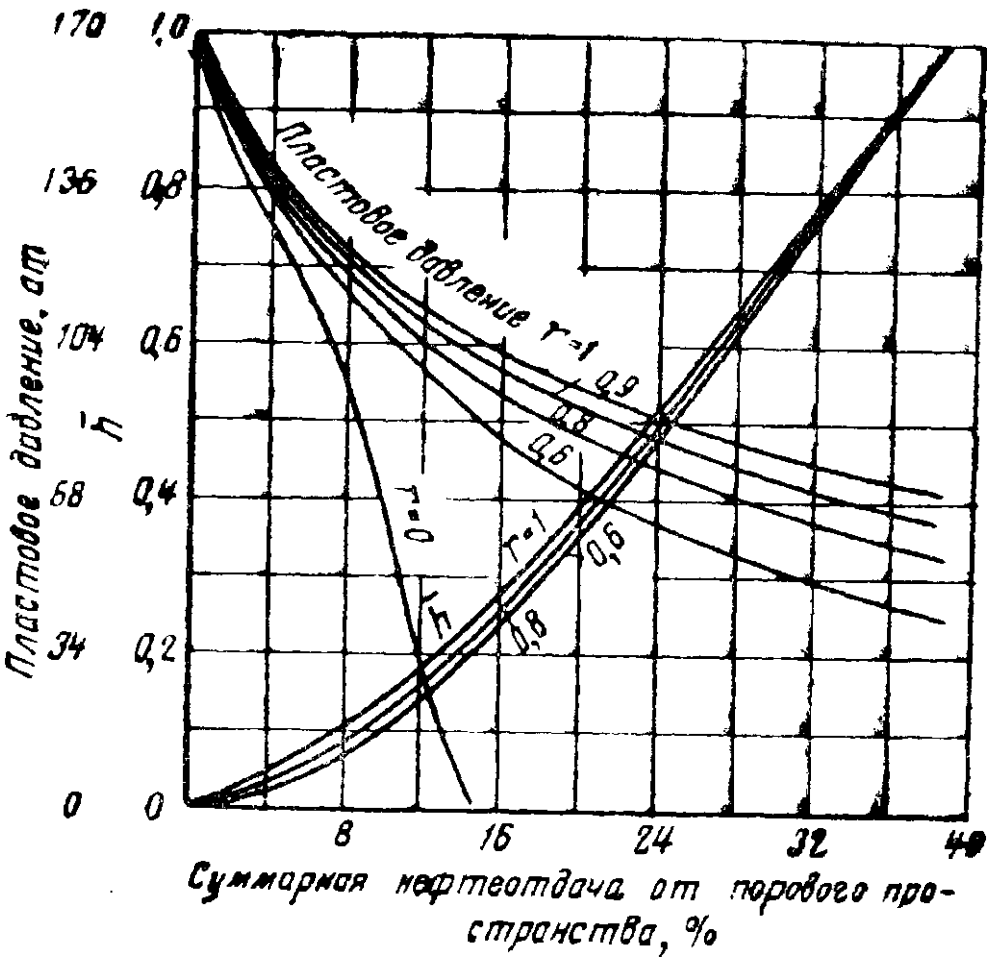
$$R = S + \alpha\psi \tag{5}$$

с обозначениями из уравнения 7.3 (1).

Для особого случая, где не имеется первоначально газовой шапки ($\bar{h}_i = 0$), уравнение (3) приводится к

$$h = \frac{r\left[(\gamma_i - \gamma)(1 - \varrho_в) + (\varrho_н \zeta/\beta) - (\varrho_н \zeta/\beta)_i\right]}{\gamma(1-r)(1-\varrho_в) + \left[(r\varrho_н/\beta) - \bar{\varrho}_{нг}\right]\zeta}. \tag{6}$$ [1]

Процессы изменения давления и расширения газовой шапки согласно уравнению (6) приведены на фиг. 123 для различных соотношений возврата газа, исходя из данных о проницаемости и свойствах пластовых жидкостей, принятых для вывода графиков процесса истощения энергии растворенного газа на фиг. 96 и 97.



Фиг. 123. Расчетные кривые пластового давления и положения газонефтяного контакта для гипотетического газонапорного пласта с различным соотношением нагнетаемого газа и полным разделением его в пласте.

r — часть добытого газа, возвращаемого в газовую шапку; $\bar{h}$ — доля эффективной мощности пласта, занятая газовой шапкой; $r = 0$ соответствует нормальному истощению пласта при режиме растворенного газа.

Соответствующие газовые факторы и насыщение нефтяной зоны нанесены на график фиг. 124. Остаточное насыщение дегазированной нефтью в образовавшейся газовой шапке $\bar{\varrho}_{нг}$ принято 0,15.

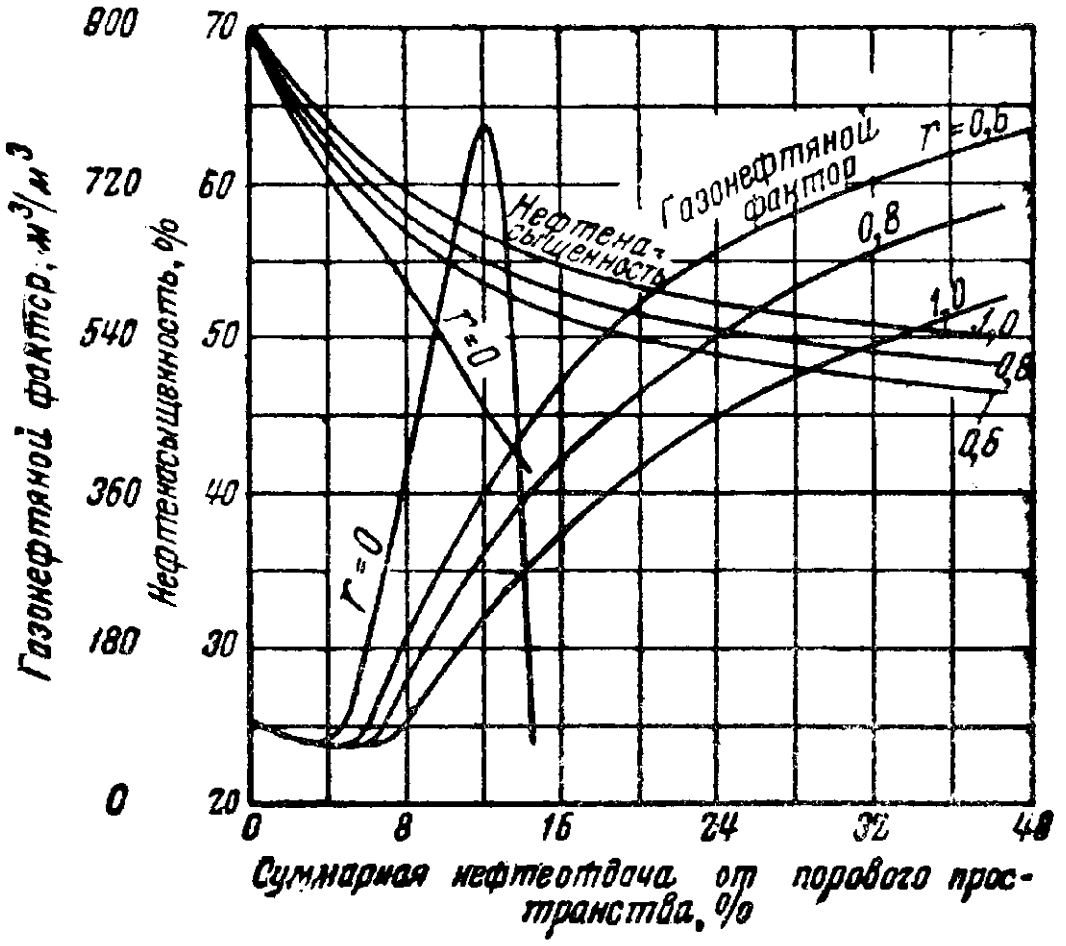
Из фиг. 123 видно, что положение раздела газ — нефть нечувствительно к соотношению закачки газа и в основном определяется суммарной нефтеотдачей. Этого и следует ожидать, так как рост или расширение газовой шапки по существу определяет степень дренирования нефти из верхней части пласта и добычи ее через нефтяную зону. Вследствие низкого остаточного нефтенасыщения, принятого для

---

[1] Уравнение (6) означает, что если бы не было закачки газа в пласт ($r = 0$), то не было бы и гравитационного дренирования. Этот вывод является результатом пренебрежения перемещением газа кверху и может быть исправлен на этот эффект, если включить в числитель уравнения (6) член из сноски на предыдущей странице или эквивалентное ему выражение.

газовой шапки, отдача нефти из нее путем гравитационного дренирования представляет основную часть нефтедобычи по сравнению с падением насыщения в нефтяной зоне.

Согласно фиг. 123 для всех случаев возврата газа суммарная нефтеотдача имеет одно и то же значение — 38,5% порового пространства или 72% первоначального запаса нефти в пласте. Последнюю величину надлежит сравнивать с полученной выше суммарной нефтеотдачей при истощении даже до атмосферного



Фиг. 124. Расчетные кривые эксплуатационного газонефтяного фактора и нефтенасыщенности в продуктивной зоне в соответствии с фиг. 123.

давления в отсутствии возврата газа или гравитационного дренирования — 14,5% порового пространства или 27,1% первоначального содержания дегазированной нефти в пласте.

Высокая нефтеотдача гравитационным дренированием является прямым результатом допущения $\varrho_{нг} = 0{,}15$. Отсюда согласно уравнению (4) и графику на фиг. 123 нефтеотдача не зависит от количества возвращенного газа. Если бы пласт разрабатывался так медленно, чтобы получить полное гравитационное дренирование, с тем же содержанием остаточной нефти, то нефтеотдача даже без возврата газа составила бы 38,5% порового пространства. Значение $\varrho_{нг} = 0{,}15$ взято произвольно, но рассуждения показывают, что именно в силу низкого остаточного нефтенасыщения при гравитационном дренировании этот механизм обещает потенциально высокую нефтеотдачу. В основном закачка газа служит для поддержания давления в пласте, удлинения периода фонтанирования и обеспечения высокой производительности скважин.

Так как эффективность гравитационного дренирования в этих условиях возрастает, то поддержание давления служит важным фактором в высокой суммарной нефтеотдаче, связанной с гравитационным дренированием. Согласно параграфам 7.7 и 7.8 одна распределенная закачка газа без гравитационного разделения жидкостей в пласте обусловливает получение нефтеотдачи в количестве, меньшем значения, указанного на фиг. 123, или вытекающего из уравнения (4) для механизма гравитационного дренирования.

Газовые факторы на фиг. 124 для различных соотношений закачки газа представляют единую кривую для $r = 0$, растянутую в соответствии с процессом замедленного убывания пластового давления. Предполагалось, что нефтяная зона подвергается процессу нормального истощения. Отсюда зависимость между газовым фактором и давлением не связана с соотношением возврата газа.

Когда же различные кривые зависимости «давление — суммарная нефтеотдача» (фиг. 123) применяются к той же основной зависимости газового фактора от давления (фиг. 96), получаются кривые фиг. 124.

Замедленный рост газового фактора для $r = 1$ отражает медленное убывание давления (на фиг. 123). Отсутствие максимумов для газовых факторов на кривых возврата газа обусловлено тем, что даже при максимальной нефтеотдаче давления пласта не падают до 34 *ат*, а нефтенасыщение до 45,5%, как это требуется для развития максимума значения газового фактора при режиме растворенного газа для данной системы, выраженной $r = 0$.

На фиг. 124 приведены также кривые падения нефтенасыщенности, где видно, что среднее нефтенасыщение в иссякающей нефтяной зоне остается в основном более высоким при гравитационном дренировании, чем при нормальном истощении ($r = 0$), несмотря на значительно большую нефтеотдачу при гравитационном дренировании. Механизм последнего не только вызывает высокую нефтеотдачу в области отделения газа, но создает частичное замещение при отборе нефти вниз по падению пластов, чтобы задержать падение нефтенасыщения в нефтяной зоне. С физической точки зрения именно это поддержание высокого нефтенасыщения в нефтяной зоне в результате дренирования вниз по пласту ограничивает рост газовых факторов при эксплуатации.

Необходимо уяснить, что численные примеры на фиг. 123 и 124 с точки зрения практического применения не имеют количественного значения. Они даны для иллюстративных целей и выражают значение различных допущений, на которых основан весь анализ.

Наиболее серьезным из них является значение 0,15, принятое для $\bar{\varrho}_{нг}$ остаточного нефтенасыщения в расширившейся

газовой шапке. Так как это значение намного ниже нормально возникающего при истощении пласта для режима растворенного газа, то вычисленная нефтеотдача в результате гравитационного дренирования оказалась в два слишком раза выше, чем предварительно подсчитанная для режима растворенного газа.

К сожалению, промысловые и лабораторные данные, подтверждающие принятое значение для $\varrho_{нг}$ или какое-либо другое, крайне скудны [1].

Практическое значение нефтеотдачи при гравитационном дренировании или расширении газовой шапки основывается в значительной степени на значении $\varrho_{нг}$, которое можно получить в действительных производственных условиях. Требуется много промысловых и лабораторных исследований для установления данных о величине остаточной нефти при гравитационном дренировании. Несомненно, значение $\varrho_{нг}$ зависит от структуры пород коллектора и величины капиллярных сил. Вполне возможно также, что градиенты давления, наложенные на градиент силы тяжести, могут стремиться видоизменять местные насыщения жидкостями вблизи раздела газ — нефть. Тем не менее имеются доказательства, что гравитационное дренирование участвует в процессе нефтеотдачи в естественных нефтяных подземных резервуарах при благоприятных условиях, хотя в настоящее время нельзя оценить еще его величины количественно.

7.16. Промысловые наблюдения за режимом подземных резервуаров при гравитационном дренировании. Как уже указывалось, имеется очень мало данных о количественных соотношениях между основными характеристиками механизма нефтеотдачи при гравитационном дренировании и режимом месторождения.

Влияние гравитационного дренирования на поведение пласта установлено для ряда случаев. Однако только недавно были сделаны попытки отделить участие гравитационного дренирования от других механизмов нефтеотдачи. В настоящем параграфе рассмотрены вкратце три таких процесса, хотя количественное истолкование наблюдений и не приводится.

В нефтяной залежи Майл Сикс, в Перу, наблюдалось расширение газовой шапки на расстояние по вертикали более чем 120 *м* на протяжении первых 5 лет ее разработки. В газовую шапку производилась весьма эффективная закачка газа. Операции по поддержанию давления с начала разработки, несомненно, способствовали расширению газовой шапки, но оно сопровождалось в основном стеканием нефти вниз по падению пласта.

---

[1] Если истолковать недавно опубликованные эксперименты над трехфазным вытеснением нефти из кернов посредством капиллярного давления, как приближающиеся к процессу истощения нефти при гравитационном дренировании, то значение $\varrho_{нг} = 0{,}15$ в некоторых случаях было бы обосновано.

Насыщение нефтью вниз по крыльям структуры поддерживалось на высоком уровне благодаря гравитационному дренированию. Это было доказано ограниченным ростом газовых факторов в процессе разработки [1].

Постоянство поддерживаемого давления также указывает, что нагнетаемый газ оставался в значительной степени заключенным в газовой шапке, а не использовался в добавление к выходящему из раствора газу для перемещения нефти.

Высокий структурный рельеф, хорошая проницаемость пластов — порядка 1000 миллидарси и малый удельный вес нефти — 0,823 привели к развитию в залежи значительного гравитационного дренирования.

Создавшиеся условия наиболее благоприятны для режима пласта последнего типа. Помимо высокой нефтеотдачи из этого месторождения, оцененной в три раза выше по сравнению с нефтеотдачей при режиме «растворенного газа», предполагают, что 95% суммарной нефтеотдачи будет получено естественным фонтанированием.

Песчаный пласт Вилькокс в месторождении Оклахома Сити характеризуется совершенно отличным поведением, хотя и в нем наблюдалось гравитационное дренирование.

Вследствие растянутости разработки этого месторождения нельзя произвести детального анализа режима пласта. Тем не менее общий режим и данные о пластовых породе, структуре резервуара и жидкостях показывают достаточно ясно роль гравитационного дренирования в нефтеотдаче.

Продуктивный песчаник состоит из хорошо отсортированных и округленных зерен песка с незначительным содержанием цементирующего материала. Пористость в среднем 18—19%. Проницаемость очень высока, во многих образцах превышает 1000 миллидарси. Песчаник залегает на склоне общей структуры с углом падения до 15°. Мощность его колеблется от нуля у верхнего несогласного перекрытия на востоке до максимума 60 *м* на западе, где он перерезается зеркалом пластовых вод. Начальный запас дегазированной нефти в пласте на площади 2800 *га* был вычислен примерно в 172 млн. $м^3$ нефти. Удельный вес нефти 0,828—0,833.

Пласт был быстро «истощен» вследствие того, что работал на режиме «растворенного газа». Вода затопила нижнюю часть структуры отдельными языками и в течение 1938—1941 гг. ежедневный отбор воды колебался от 1800 до 2800 $м^3$. С 1930 г. уже не наблюдалось заметного подъема водного зеркала.

Доказательством присутствия гравитационного дренирования в пласте является тот факт, что из него добывали ежедневно

---

[1] Данные по добыче нефти не исключали возможность некоторого влияния гидравлического напора. Однако существенного изменения уровня вод в подземном резервуаре не замечалось. Внезапное падение давления в залежи наступило только в результате выброса из одной скважины 41 млн. $м^3$ газа и 1000 *т* нефти за 7 дней.

12 000 $м^3$ нефти из 466 глубинно-насосных скважин, хотя к концу 1941 г. пластовое давление стало по существу атмосферным.

В связи с истощением пластового давления обводнение краевой водой не обеспечивало существенного гидравлического напора. Дальнейшим доказательством гравитационного дренирования является расширение газовых шапок, хотя в начале разработки они занимали ограниченную площадь.

Первоначально раздел газ — нефть в северной части месторождения находился на глубине 1540 *м*, а в южном направлении на глубине 1560,4—1575 *м*. Затем он расширился до глубины 1584—1606 *м* в различных слоях и участках продуктивного резервуара. Наконец, исследование нефтенасыщения кернов и шламма, взятых из пробуренных скважин, когда месторождение было основательно истощено, показало от 1,0 до 26% нефти над разделом газ — нефть и 52—93% ниже раздела.

Аналогичные значения были получены в лабораторных экспериментах по гравитационному дренированию на колонках плотного песка Вилькокс, насыщенного нефтью, характеризующейся постоянной вязкостью, при пластовой температуре 54,4° С.

Как отмечено в параграфе 7.11, наличие гравитационного дренирования в подземном резервуаре Вилькокс месторождения Оклахома Сити подтверждается ненормально низким положением кривой отношения проницаемости к насыщению жидкостями (фиг. 119). Низкие газовые факторы на более поздней стадии разработки пласта, на основании которых выведены соотношения проницаемости, показывают высокое нефтенасыщение на эксплуатационной площади.

Осредненный равномерно отбор по всему продуктивному горизонту дает среднее насыщение остаточной нефтью, которое ниже по сравнению с областью, пополняемой гравитационным дренированием.

Если бы кривая фактического соотношения проницаемостей соответствовала кривой для рыхлого песка (*А* на фиг. 119), то при наблюдаемом соотношении проницаемости 0,3 истинное среднее насыщение жидкостями в нефтеносном горизонте было бы 71,4% вместо 63,5%, которое является средним насыщением при равномерном распределении его по всему пласту. Разница представляет степень дренирования нефти, выраженную частью порового пространства. Такое толкование кривых соотношения проницаемости для месторождения может дать ценные сведения при количественной интерпретации явлений гравитационного дренирования.

Другим примером наличия гравитационного дренирования в условиях нормального истощения и при бесконтрольной эксплуатации служит месторождение Лейквью в Калифорнии. Эта залежь была впервые открыта в 1910 г. мощным фонтаном. Неудачи в последующем бурении привели к забросу месторождения до 1935 г., когда был вскрыт продуктивный песчаник на глубине 765 *м*. Песчаник представлен моноклиналью, которая

выклинивается на северном склоне антиклинали «тридцать пятый холм». Угол падения моноклинали — 20°, а мощность песчаника колеблется от нуля до 60 *м*. Удельный вес нефти 0,921. В начале разработки в пласте не было свободного газа, но колоссальные отборы фонтанной нефти вызвали появление газовой шапки в верхней части структуры.

Подробных записей о режиме пласта не имеется. Но поведение 88 скважин, пробуренных после вторичного открытия залежи в 1935 г., обнаружило поразительное и прогрессивное отступление раздела газ — нефть.

После первого фонтана нефти раздел газ — нефть находился на 480 *м* ниже уровня моря. В 1935 г. в результате новой разработки пласта этот раздел отошел на 510 *м*, а в начале 1938 г. раздел газ — нефть залегал на глубине 576 *м*. Эти данные не отличаются большой точностью, но несомненно, что произошло стекание нефти вниз по падению пласта. Отступление газонефтяного контакта происходило с такой равномерностью, что казалось прямо пропорциональным получаемым отборам нефти и со скоростью 1 *м* на 26 930 $м^3$ нефти.

Наблюдалось также некоторое поступление краевой воды в пласт, но оно, очевидно, не играло важной роли в режиме залежи.

Гравитационное дренирование в рассмотренных месторождениях Оклахома Сити и Майл Сикс представляет крайность для пластовых условий и разработки. В месторождении Майл Сикс нефтедобыча происходит из нормального песчаника. Разработка пласта Вилькокс в Оклахома Сити представляет особый случай, так как его насыщение связанной водой является самым низким в известных нефтеносных пластах — порядка 1—2%. Кроме того, нефть, добываемая в этом месторождении, смачивает песок предпочтительнее воды. В связи с низким водонасыщением и избирательным смачиванием породы нефтью весьма вероятно, что большая часть поверхности песка (если не весь он) находится в непосредственном контакте с нефтяной фазой. Эти условия, а также однородная благоприятная структура песчаника дают основания ожидать в нем весьма эффективное гравитационное дренирование [1].

Однако вытеснение нефти несмачивающей фазой, какой в данном случае является вода, должно было привести к высокому насыщению остаточной нефтью породы коллектора.

В действительности исследование площади песчаника Вилькокс, затопленной водой, показывает, что насыщение остаточной нефтью составляет величину порядка 50%.

Промысловые наблюдения в Оклахома Сити показывают, что при благоприятных условиях гравитационное дренирование уча-

[1] Остаточную нефть после дренирования из песка, избирательно смачиваемого нефтью, можно рассматривать связанной нефтью. Вследствие округленных зерен песка и незначительной цементации коллектора можно ожидать насыщения связанной нефтью до 10%.

ствует эффективно в нефтеотдаче даже после истощения в основном пластового давления. Для других подземных резервуаров не опубликованы сравнительные исследования, но весьма вероятно, что во многих из более старых месторождений длительные низкие дебиты «установившейся нефтеотдачи» показывают, по крайней мере частично, участие гравитационного дренирования и перераспределения нефтенасыщения в продуктивных пластах. Дебит при гравитационном дренировании для устойчивого радиального течения в скважину выражен посредством

$$Q = 1{,}067 \cdot 10^{-4} \frac{k\gamma\,(h_к^2 - h_с^2)}{\mu\beta \lg r_к/r_с} \; м^3/сутки, \qquad (1)$$

где k — проницаемость в миллидарси; γ — удельный вес нефти; μ — ее вязкость; β — объемный коэффициент пластовой нефти; $h_к$ — мощность горизонта или напор жидкости при $r_к$, $h_с$ — напор столба жидкости при радиусе скважины $r_с$.

Иначе трудно найти какое-либо другое объяснение длительной отдаче нефти из пластов на многих старых месторождениях, которые эксплуатировались в течение ряда лет глубинными насосами.

Наиболее эффективным режимом при гравитационном дренировании был бы идеальный случай, когда в результате поддержания пластового давления газ не выделялся бы в нефтяной зоне. Если бы в пласте имелась первоначальная газовая шапка, такой режим в принципе мог бы возникнуть, если только давление в газовой шапке поддерживали бы выше начального значения, а из нефтяной зоны отбирали нефть при давлении выше начальной точки насыщения. В пласте, насыщенном не полностью газом, необходимо было бы создать газовую шапку и раздел газ — нефть путем обратной закачки газа, а затем развить в нем градиент свободного падения по склонам пласта при одновременном поддержании минимального давления выше точки насыщения; $k_н$ поддерживалось бы тогда на своем максимальном значении, а дебиты, которые можно было получить от гравитационного дренирования, были бы также максимальными. Так как эти отборы получались бы при газовом факторе с участием только растворенного газа, то расход закачиваемого газа, необходимый для поддержания давления, в основном оставался бы постоянным и небольшим по сравнению с количеством газа, потребным для операции по рассредоточенной закачке газа в пласты.

Необходимо отметить, что газ, нагнетаемый для поддержания давления, не остается в газовой шапке, но проникает в нефтяную зону и проходит сквозь нее, как это указано в параграфах 7.7 и 7.8, если только в пласте не происходит отделения жидкости и гравитационного дренирования, а градиенты давления вниз по падению пласта невелики по сравнению с градиентом силы тяжести.

Когда нагнетаемый газ остается в газовой шапке, то гравитационное дренирование и замещение отборов жидкости вниз по падению пласта определяют основной механизм поддержания давления в нефтеносной области; иначе давление в ней продолжало бы падать, а в газовой шапке возрастало бы.

Любой региональный градиент давления по падению пласта также вызывает перемещение нефти в этом направлении. Но если структура пласта, характеристика породы и жидкостей благоприятны для развития гравитационного дренажа, то поддержание давления путем закачки газа в основном служит для удлинения фонтанного периода и получения высоких отборов нефти.

Основным преимуществом гравитационного дренирования является обеспечение весьма эффективной нефтеотдачи в пределах зоны расширения газовой шапки. Если она образуется в результате гравитационного дренирования, а не общего прорыва газа вблизи раздела газ — нефть, то насыщение остаточной нефтью газовой шапки должно быть значительно меньше, чем могло возникнуть при режиме «растворенного газа». Необходимо заметить, что процесс фильтрации нефти у поверхности раздела газ — нефть не наступает мгновенно. Когда нефтенасыщение здесь падает, проницаемость снижается, и дальнейшая фильтрация замедляется. Низкие насыщения остаточной нефтью, связанные с гравитационным дренированием, представляют лишь равновесные значения; поэтому нельзя получить максимальной скорости гравитационного дренирования согласно уравнению 7.14 (3) в верхних частях продуктивного горизонта, насыщенного нефтью, даже если давление поддерживается выше точки насыщения. Однако поддержание давления сохраняет коэффициент пластового объема нефти, так что любое остаточное нефтенасыщение в результате гравитационного дренажа сохраняет в пласте меньше дегазированной нефти, чем при низком или атмосферном давлении.

7.17. Подземные резервуары с частичным вытеснением нефти водой. Неполное замещение нефти водой является, вероятно, наиболее важным механизмом нефтеотдачи, так как он чаще всего встречается на практике. Большинство пластов с газовой энергией ограничено по крайней мере частично горизонтами подвижной воды, из которых вода поступает с различной скоростью в нефтяную зону. Однако, за исключением пластов, недонасыщенных газом, бóльшая часть естественных подземных резервуаров, которые в конечном счете работают при «водонапорном режиме», в начале разработки проходит процесс истощения газовой энергии, пока не разовьется достаточное падение давления для соответствующего поступления воды в продуктивный пласт и замещения в нем отборов газа и нефти.

Подземным резервуаром с неполным замещением нефти водой надо считать месторождение, в которое поступление краевой

воды недостаточно для замещения пустого пространства, создавшегося в пласте в результате отборов газа и нефти. Механизм частичного вытеснения водой редко регулирует весь процесс нефтеотдачи из пласта. В начале разработки он вообще имеет незначительное влияние на режим пласта, который представляется обычно как «режим растворенного газа». Однако в конце, если только максимальная способность водного горизонта к водоотдаче сравнима с темпом отбора жидкостей из продуктивного пласта, скорость поступления воды может стать эквивалентной скорости отборов, а режим неполного замещения водой превратиться в режим полного замещения.

Как указано в параграфе 6.2, конечный механизм вытеснения нефти при режимах полного и неполного замещения водой представляет фактически одно и то же, а суммарная нефтеотдача при этом сравнима. Однако общая характеристика режима неполного замещения чаще обобщается с «режимом растворенного газа».

Для описания процесса поступления в пласт воды для удобства в расчетах будет принято установившееся состояние, так как полученные основные уравнения одинаково применимы к горизонтам со сжимаемой жидкостью и к водным пластам с установившимся питанием. В то же время в аналитическую трактовку войдут основные характеристики газовой энергии продуктивной толщи. Физическая основа рассматриваемой теории опирается в значительной степени на понятия, разработанные для анализа пластов с газовой энергией.

Режим пластов с неполным замещением водой дается здесь как естественное следствие, вытекающее из предыдущего разбора механизма нефтеотдачи при режиме «растворенного газа» и при гравитационном дренировании.

Поведение систем с частичным вытеснением нефти водой во многом напоминает режим пластов с гравитационным дренированием и расширением газовой шапки. И в том, и в другом случае механизм нефтеотдачи, вызывающий местное выталкивание нефти в эксплуатационных скважинах, представлен в основном работой газа.

Воздействующий на залежь внешний фактор — гравитационное дренирование или движение краевой воды — непосредственно перемещает нефть из участков пласта, отдаленных от эксплуатационных скважин, в районе их расположения, чтобы задержать падение нефтенасыщения пласта.

При гравитационном дренировании и неполном вытеснении водой в пласте достигается более низкое остаточное нефтенасыщение. Вытеснение нефти происходит более эффективно, чем при режиме «растворенного газа», а следовательно, увеличивается и суммарная нефтеотдача пласта.

Эксплуатационная площадь постепенно сокращается по мере охвата скважин вблизи существующих контуров нефтеносности вытесняющей жидкостью. Эффективность обоих механизмов

нефтеотдачи определяется степенью, с какой действует на режим пласта тот или иной фактор, усиливающий механизм работы, и зависит от объемной производительности перемещения жидкости, связанной с гравитационным дренированием или поступлением краевой воды, по отношению к отбору пластовых жидкостей при эксплуатации.

Скорость продвижения краевой воды непосредственно зависит от развития процесса разработки залежи, в то время как гравитационное дренирование в основном постоянно на протяжении всего периода эксплуатации месторождения, за исключением случаев изменения проницаемости пласта. Скорость затопления нефтяного пласта всегда начинается с нуля и непрерывно возрастает с увеличением отбора нефти и газа из пласта при условии, что дебиты скважин не испытывают резких колебаний, и водоносный пласт не обладает ограниченным объемом упругого расширения жидкости. В системах, подчиняющихся гравитационному дренированию, основным фактором режима является перераспределение жидкостей в пределах первоначального содержания углеводородов в пласте. Отсюда, если не осуществлять обратной закачки газа в пласт для поддержания давления, последнее продолжает падать на протяжении всего периода разработки даже при неограниченном действии гравитационного дренирования.

В пластах с частичным внедрением воды на перераспределение пластовых жидкостей влияет поступление воды извне, вследствие чего происходит непрерывное уменьшение порового пространства коллектора, занятого газом и нефтью. Это обстоятельство вызывает соответствующее замедление темпа падения давления, которое при благоприятных обстоятельствах может полностью приостановиться.

Несмотря на широкое распространение в природе пластов с неполным замещением нефти водой, их количественный анализ и толкование еще менее разработаны, чем для пластов с режимом растворенного газа, и находятся на уровне знаний о пластах с расширением газовой шапки и гравитационным дренированием. Наблюдаемый процесс изменения среднего давления в пластах этого типа может быть формально смоделирован соответствующим применением электроинтегратора для исследования пласта. Однако характерные особенности проявления энергии газа, присущие всякой нефтеносной площади, не рассматриваются последним анализом как составная часть комплекса газовой и гидравлической энергии резервуара. Поэтому метод электроинтегрирования не дает указаний о будущем поведении пласта, за исключением случаев применения дополнительных приемов последовательного приближения. Теория, рассматриваемая в настоящем параграфе, учитывает основные характеристики проявления энергии газа для непрерывно сокращающейся продуктивной площади. Однако приведенный разбор ограничивается в значительной степени формулировкой аналитического

метода, а также исследованием нескольких примеров пластового режима, вычисляемого этим методом.

Как было принято при рассмотрении пластов с режимом «растворенного газа», нефтеносный коллектор принимается в данном случае однородным во всех отношениях. Начальная площадь коллектора обозначается через A_0; площадь нефтенасыщения в любое время после начала поступления краевой воды — A. Предполагается, что непосредственно за водонефтяным контактом насыщение свободным газом равно нулю [1], а остаточное насыщение пластовой нефтью $\varrho_{нг}$ постоянно на протяжении всей разработки.

Газ и нефть, заключенные в затопленном участке, считаются потерянными [2] для незатопленной нефтеносной части первоначального подземного резервуара. Последний с площадью A рассматривается отдающим нефть при «режиме растворенного газа». Можно показать, что скорость изменения давления в нефтяном пласте или у начальной границы нефть — вода подчиняется уравнению [3]

$$\frac{dp}{dt} = \frac{(dW/dt) - \beta Q_н [1 + (\mu_н/\mu_г)\psi]}{\overline{Q}_н [\lambda\beta - \varepsilon\beta - (d\beta/dp)] + \varepsilon f A_0 (1 - \varrho_в) - \varepsilon W}, \qquad (1)$$

где $Q_н$ — дебит нефти; $\overline{Q}_н$ — общий объем дегазированной нефти, остающийся внутри начальной нефтеносной площади A_0, а W — суммарное поступление воды внутрь A_0; эти переменные относятся к единице мощности пласта и времени t. Остальные обозначения соответствуют параграфу 7.3.

Уравнение (1) является одним из трех уравнений, необходимых для полного описания давления, насыщения нефти и затопления краевой водой продуктивного пласта.

Приводим два других уравнения:

$$A\frac{d\varrho_н}{dt} = \frac{A\varrho_н}{\beta}\frac{d\beta}{dp}\frac{dp}{dt} - (\varrho_н - \varrho_{нг})\frac{dA}{dt} - \frac{\beta Q_н}{f}; \qquad (2)$$

$$(1 - \varrho_в - \varrho_{нг})\frac{dA}{dt} = -A\left[\varrho_н\lambda + (1 - \varrho_в - \varrho_н)\varepsilon - \frac{\varrho_н}{\beta}\frac{d\beta}{dp}\right]\frac{dp}{dt} - \frac{\beta Q_н}{f}\left(1 + \frac{\mu_н}{\mu_г}\psi\right). \qquad (3)$$

---

[1] Невероятно, чтобы вся газовая фаза непосредственно вытеснилась наступающей водой. Однако нулевое насыщение газом здесь допущено для простоты; такое допущение не влияет существенно на теоретические выводы.

[2] В соответствии с принятой однородностью пласта продуктивный коллектор как бы резко делится на чисто нефтяную площадь A и площадь $A_0 - A$, которая отдает лишь воду. Отсюда теоретическая суммарная нефтеотдача и режим пласта находятся в благоприятных условиях по сравнению с практикой.

[3] Если $W = 0$ и A_0 — общая толща нефтяной зоны и газовой шапки, то уравнение (1) можно применить к пластам с режимом расширения газовой шапки. Если $W = 0$ и A_0 взята как постоянная, уравнение (1) легко приводится к уравнению для пластов с режимом исключительно растворенного газа.

В принципе уравнения (1)—(3) достаточны для определения трех основных неизвестных функций: $p(t)$, $\varrho_н(t)$ и $A(t)$. Дебит нефти $Q_н$ рассматривается как известная и заданная функция времени; $\bar{Q}_н$ дается выражением

$$\bar{Q}_н = \frac{f\varrho_{н\,i}A_0}{\beta_i} - \int_0^t Q_н(t)\,dt, \qquad (4)$$

где $\varrho_{н\,i}$ — начальное нефтенасыщение. Таким образом, $Q_н$ тоже является известной функцией t. Члены, описывающие поступление воды — W и dW/dt, представляют функции давления и времени, определенные в зависимости от характера водоносного горизонта и процесса эксплуатации нефтяного пласта. Если водоносный горизонт ведет себя как система сжимаемой жидкости, W и dW/dt можно получить из аналитических выражений следующей главы, исправленных на величину отбора воды. Если принять установившимся поступление воды в продуктивный пласт и рассматривать, что добываемая вода полностью возвращается обратно в пласт, то dW/dt и W примут простой вид:

$$\frac{dW}{dt} = c(p_i - p); \quad W = c\int_0^t (p_i - p)\,dt, \qquad (5)$$

где допускается, что перепад давления, регулирующий скорость затопления продуктивной площади, тождествен общему среднему падению давления внутри нефтяной площади $p_i - p$, и коэффициент c не меняется в течение всего периода разработки пласта.

Рассматривая уравнения (1)—(3), видно, что точный вывод аналитических решений невозможен. Их численная обработка настолько затруднена, что попытка получения некоторого ряда решений нецелесообразна.

Прибегнем к упрощению, что дебит нефти $Q_н$ постоянен и что поступление воды удовлетворяет установившемуся состоянию, принятому приближенно уравнением (5).

Введем основные безразмерные параметры:

$$\bar{Q} = \frac{Q_н\beta_i}{fA_0(1-\varrho_в)}; \quad w = \frac{cp_i}{Q_н}; \quad \bar{A} = \frac{A}{A_0}; \quad \bar{t} = \bar{Q}t, \qquad (6)$$

где $\bar{Q}$ — дебит нефти, выраженный частью начального нефтесодержания пласта; w — отдающая способность водоносного горизонта, выраженная соотношением максимального установившегося дебита воды к дебиту нефти; $\bar{A}$ — площадь остаточной нефтенасыщенности, выраженная частью начальной нефтеносной площади пласта; $\bar{t}$ — безразмерное время, в течение которого добывается суммарное количество нефти, выраженное

частью начального содержания ее в пласте. В этом обозначении можно записать уравнения (1) — (3) как

$$\left.\begin{aligned} \frac{dp}{d\bar{t}} &= \frac{w\,[1-(p/p_i)]-\beta\,[1+(\mu_н/\mu_г)\,\psi]}{\theta\,(p)-\omega\,(p)\bar{t}-\varepsilon w\int\limits_0^{\bar{t}}[1-(p/p_i)]\,d\bar{t}} \\ \theta\,(p) &= \lambda\beta+\varepsilon\,(\beta_i-\beta)-\frac{d\beta}{dp}\;;\quad \omega\,(p)=\theta\,(p)-\varepsilon\beta_i; \end{aligned}\right\} \tag{7}$$

$$\bar{A}\,\frac{d\varrho_н}{d\bar{t}}=\bar{A}\,\frac{\varrho_н}{\beta}\,\frac{d\beta}{dp}\,\frac{dp}{d\bar{t}}-(\varrho_н-\varrho_{н\,r})\,\frac{d\bar{A}}{d\bar{t}}-\frac{\beta\,(1-\varrho_в)}{\beta_i}\;; \tag{8}$$

$$(1-\varrho_в-\varrho_{н\,r})\,\frac{d\bar{A}}{d\bar{t}}=-\bar{A}\left|\varrho_н\lambda+(1-\varrho_в-\varrho_н)\,\varepsilon-\frac{\varrho_н}{\beta}\,\frac{d\beta}{dp}\right]\frac{dp}{d\bar{t}}-$$

$$-\frac{\beta\,(1-\varrho_в)}{\beta_i}\left(1+\frac{\mu_н}{\mu_г}\,\psi\right). \tag{9}$$

Путем обычно принятых приемов можно решить эту систему взаимосвязанных уравнений численно. Однако в виде проверки удобно применить соответствующие интегрированные уравнения материального баланса. Они даются следующими выражениями:

$$\varrho_н=\frac{\beta}{\bar{A}}\left[\frac{1-\varrho_в}{\beta_i}\,(1-\bar{t})-\varrho_{н\,r}\int\limits_{\bar{A}}^{1}\frac{d\bar{A}}{\beta}\right]\;; \tag{10}$$

$$(1-\bar{A})\,(1-\varrho_в)=\frac{(1-\varrho_в)\,w}{\beta_i}\int\limits_0^{\bar{t}}\left(1-\frac{p}{p_i}\right)d\bar{t}+$$

$$+\frac{\varrho_{н\,r}}{\gamma}\left[\zeta\int\limits_{\bar{A}}^{1}\frac{dA}{\beta}+\int\limits_{\bar{A}}^{1}\frac{S\,dA}{\beta}\right] \tag{11}$$

$$\frac{1-\varrho_в}{\beta}\,S_i=\frac{(1-\varrho_в)\,\bar{t}\,\bar{R}}{\beta_i}+\bar{A}\left[\frac{S\varrho_н}{\beta}+\gamma(1-\varrho_в-\varrho_н)\right]+$$

$$+\varrho_{н\,r}\int\limits_{\bar{A}}^{1}\frac{S}{\beta}\,d\bar{A}, \tag{12}$$

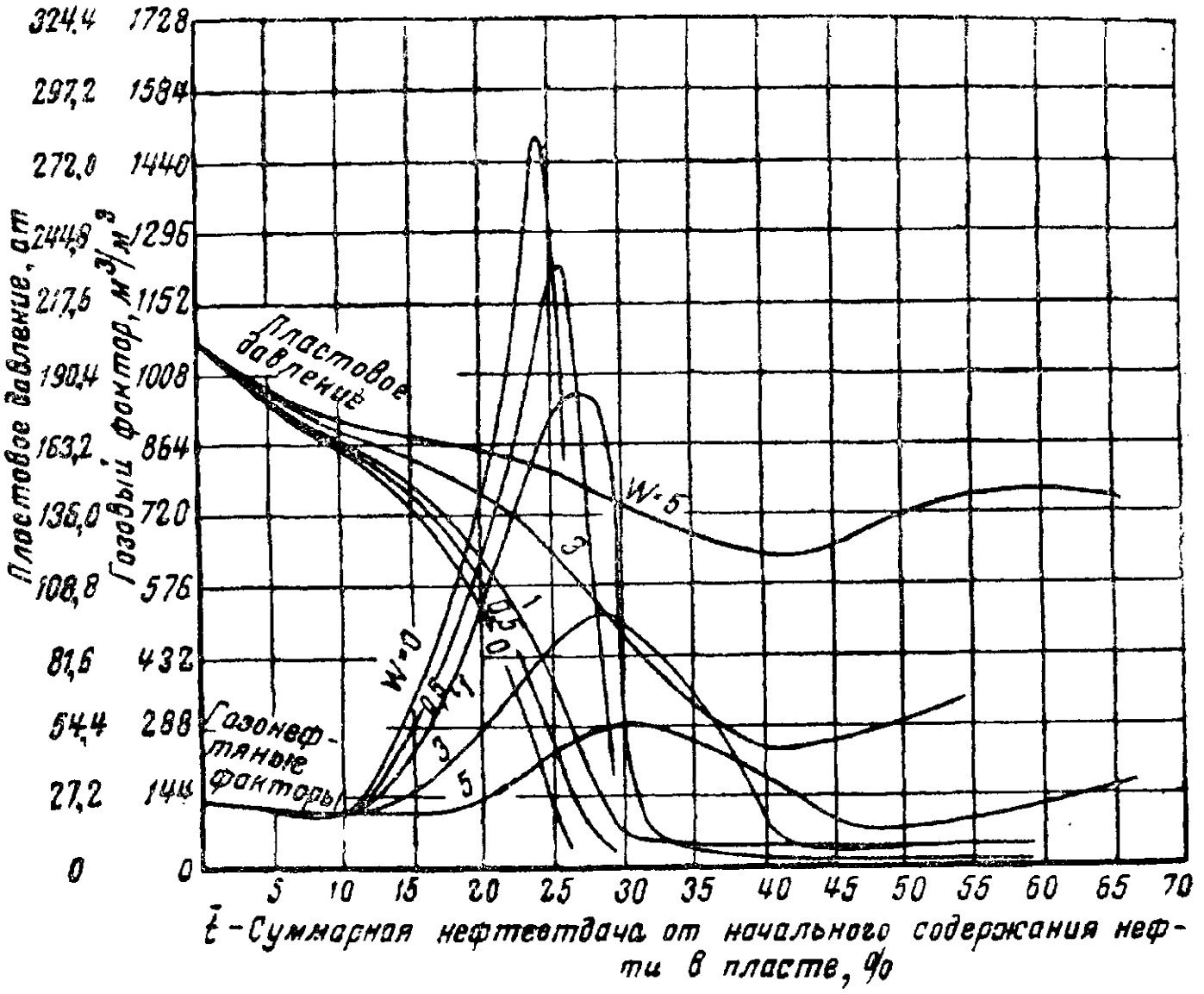
где $\bar{R}$ — суммарный газовый фактор, а $\zeta=\gamma\beta-S$.

Заметим, что уравнение (1) дает условие сохранения пластового нефтенасыщения, уравнение (11) — интегрированное уравнение непрерывности относительно общего пластового объема; уравнение (12) — условие материального баланса в отношении газосодержания пласта.

В дополнение необходимо иметь бесконечно малые приращения газовых факторов, чтобы удовлетворить основное уравнение

$$R = S + \alpha\psi. \tag{13}$$

Были проделаны вычисления с применением указанных уравнений, полагая $\varrho_в = 0{,}25$, $\varrho_{нг} = 0{,}20$, а значения $w = 0{,}5$; 1; 3; 5. Характеристики пластовых жидкостей и породы приняты согласно параграфу 7.4, т. е. как для нефтей с удельным весом



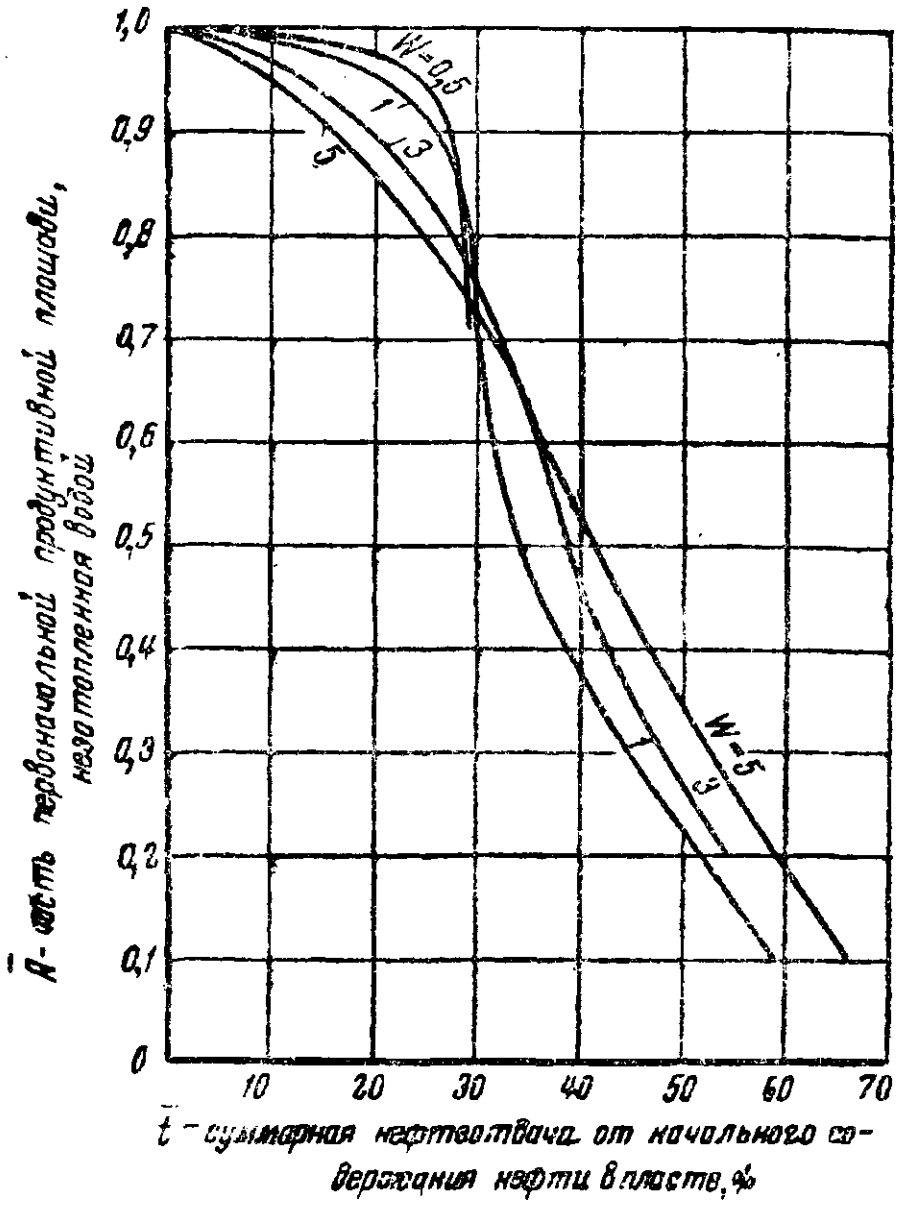
Фиг. 125. Расчетные кривые давления и газонефтяного фактора для пластов с режимом неполного вытеснения нефти водой.

w = (максимальная производительность бассейна питания при установившемся состоянии)/(отбираемый дебит нефти). Остаточное нефтенасыщение в заводненной зоне составляет 20%.

0,875. Давление и газовый фактор, соответствующие приведенным параметрам, нанесены на фиг. 125. Сокращение продуктивной площади в результате поступления краевой воды изображено на фиг. 126. Изменение в насыщении пластовой нефтью на незатопленной продуктивной площади нанесено на фиг. 127. На этих фигурах нанесены также для сравнения кривые $w = 0$, отражающие режим исключительно растворенного газа. Как указано ранее, основная независимая переменная $\bar{t}$ выражает суммарную нефтеотдачу в долях начальной нефти в пласте. Согласно уравнению (6) параметр w есть отношение максимальной установившейся производительности водоносного горизонта к отбираемому дебиту нефти $Q_н$.

При рассмотрении кривых давления и газовых факторов на фиг. 125 видно, что их начальные тенденции аналогичны случаю режима строго «растворенного газа», за исключением того, что с возрастанием w падение давления замедляется.

Рост газового фактора также снижается, а максимум его становится меньше и сдвигается для больших значений суммарной нефтеотдачи по мере увеличения w.



Фиг. 126. Расчетные кривые сокращения продуктивной площади для пластов с неполным замещением нефти водой.

$\overline{A}$ — часть площади первоначального нефтяного пласта, не затопленная водой; w = (максимальная производительность бассейна питания при установившемся состоянии)/(отбираемый дебит нефти). Остаточное нефтенасыщение в заводненной зоне составляет 20%.

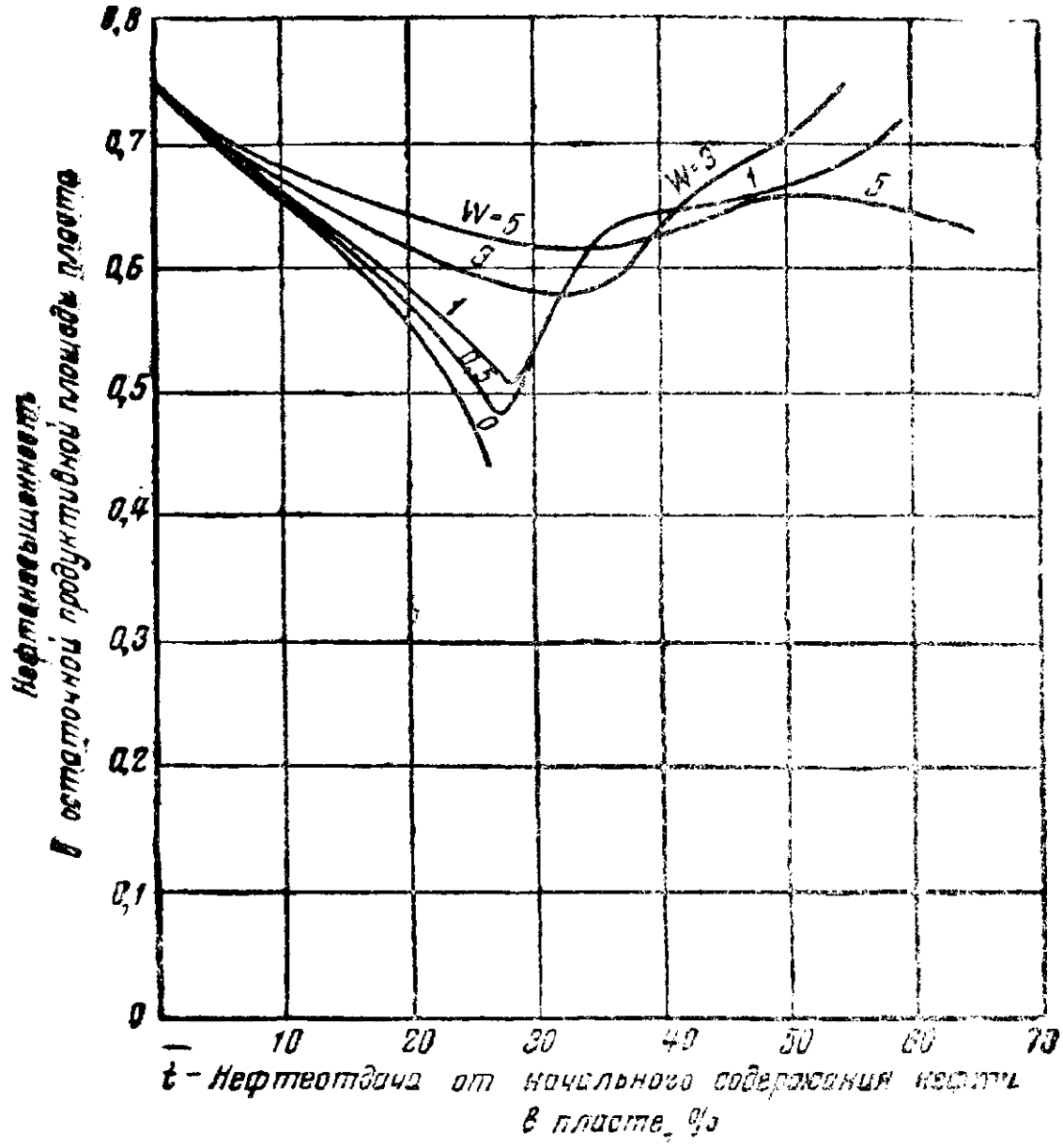
Разумеется, следует ожидать появления этих изменений газового фактора, так как площади, охваченные кривыми, должны быть независимы от w, исключая газ в затопленной площади. Для $w = 0{,}5$ величина газового фактора в конце резко падает, а давление уменьшается до принятого предела 6,8 *ат*, соответствующего забрасыванию месторождения, с суммарной нефтеотдачей, достигающей 29,3% начального содержания нефти. Хотя последняя величина на 3,1% выше, чем при $w = 0$, в режиме пласта не видно радикального изменения.

При $w = 1$ после извлечения $^1/_3$ начального содержания нефти в пласте развивается почти полная стабилизация давления примерно 6,8 *ат*. Вскоре после этого газовый фактор стабилизируется на значении количества растворенного газа.

Согласно фиг. 126 кривые для $w = 1$ обрываются, когда сокращение продуктивной площади дошло до 10% начального значения, что происходит после извлечения 58,9% от начального запаса нефти. Однако сомнительно, чтобы после затопления 90% продуктивной площади практические данные находились бы в согласии, даже приближенно, с допущениями, лежащими в основе проделанного анализа.

Еще более разительное развитие процесса нефтеотдачи выражено кривыми для $w = 3$ и 5. В этом случае вместо стабилиза-

ции давление падает до минимума, а затем возрастает. Если рассматривать это явление в связи с кривыми газовых факторов и уравнением (1), то все нормально. Уравнение (1) означает, что dp/dt становится положительным, а давление начинает возрастать, когда числитель дроби становится положительным; это происходит тогда, когда скорость поступления воды превышает



Фиг. 127. Расчетные кривые нефтенасыщенности пласта в продуктивной площади для подземных резервуаров с неполным замещением нефти водой.

w = (максимальная производительность бассейна питания при установившемся состоянии)/(отбираемый дебит нефти). Остаточное нефтенасыщение в заводненной зоне составляет 20%.

скорость образования депрессионной воронки, являющуюся вторым членом числителя уравнения (1). Заметное падение газового фактора в интервале нефтеотдачи 30—40% с учетом величины ω и падения давления, как указано более явно в уравнении (7), показывают, что подъем давления должен возникнуть согласно кривым на фиг. 125. Из фиг. 127 видно, что установление равновесия между скоростью поступления воды и скоростью образования депрессионной воронки ускоряется ростом насыщения пласта нефтью для $\bar{t} > 30\%$ и падением значения ψ. Так как эта тенденция продолжается до тех пор, пока насыщение нефтью не превысит 65%, газовый фактор становится рав-

ным растворимости газа [1] и начинает вновь возрастать в соответствии с ростом давления. Последующее развитие максимума в давлении для $w = 5$ отражает снижение скорости поступления воды с повышением давления до тех пор, пока она не перестанет уравновешивать скорость образования депрессионной воронки вследствие отборов жидкости при эксплуатации.

Согласно фиг. 126 сокращение продуктивной площади происходит сначала довольно медленно для низких значений w. К моменту извлечения $^1/_4$ начального содержания пластовой нефти при $w = 0{,}5$ будет затоплено лишь 5% продуктивной площади. Площадное наступление краевых вод ускоряется, и когда извлечено 29,3% всей нефти в пласте, 71% начальной площади остается продуктивной. Для $w = 1$ резкое сокращение продуктивной площади наступает после извлечения примерно 25% нефти из пласта. Хотя скорость сокращения продуктивной площади замедляется после отбора 30% запасов, она все же продолжается с большой скоростью на протяжении всего процесса стабилизации давления до достижения предполагаемого предела — 10% от начальной продуктивной площади. Для $w = 3$ и $w = 5$ начальные скорости сокращения продуктивной площади еще выше. Полученные кривые имеют также прогибы, но, как и в случае $w = 1$, с увеличением нефтеотдачи принимают приближенно линейное падение, а при 61—66% извлечения нефти падают до остаточного значения — 10% продуктивной площади.

Кривые нефтенасыщения для незатопленной площади, приведенные на фиг. 127, показывают интересную особенность теории неполного замещения нефти водой, а именно: развитие минимумов и последующих подъемов нефтенасыщения даже для $w = 0{,}5$. Для режима строго растворенного газа нефтенасыщение падает непрерывно в процессе отбора нефти. Формальное аналитическое основание этому поведению можно вывести из уравнения (8), где пока давление убывает, первый и третий члены отрицательны, при втором члене — положительном.

На раннем этапе разработки скорость сокращения продуктивной площади довольно медленная. Отсюда в уравнении (8) отрицательные члены преобладают и нефтенасыщенность в пласте падает. Когда наступает резкое сокращение продуктивной площади, второй член в уравнении (8) становится сравнимым с суммой двух других. По мере того, как продуктивная площадь продолжает сокращаться, и скорость падения давления также уменьшается, второй член становится равным отрицательным членам, а затем превышает их. На этом этапе возникают минимумы в нефтенасыщении и последующий его подъем.

С физической точки зрения рост нефтенасыщения, или вторичное насыщение продуктивной площади, отражает бо́льшую объемную скорость поступления воды, чем отбор жидкости из

---

[1] В этих расчетах принимается, что газовая фаза остается в равновесии с нефтью и возвращается в раствор при росте давления.

продуктивной зоны. Развитие указанных условий при $w = 3$ и 5 неудивительно, так как последние значения w показывают, что максимальная потенциальная производительность водяного пласта соответственно в 3 и 5 раз выше скорости отбора нефти при эксплуатации. За исключением депрессионной воронки, создаваемой отбором свободного газа, стабилизация давления и вторичное нефтенасыщение должны возникнуть задолго до того, как пластовое давление упадет до атмосферного.

При $w = 1$ и особенно при $w = 0{,}5$ равновесие между эксплуатационными отборами и количеством непосредственно поступающей в пласт воды кажется неосуществимым. Основная причина заключается в выделении и расширении газа, рассеянного в нефти, оставшейся в затопленной площади, когда давление в ней убывает одновременно с давлением в сохранившейся продуктивной части пласта. Характер вычисленной скорости расширения при наступлении воды захваченных нефти и газа при минимальной точке для $w = 0{,}5$ на фиг. 127 показывает, что она значительно превышает скорость заводнения. Таким образом, чистое поступление воды в нефтеносную площадь при убывающем давлении в действительности выше скорости отбора нефти из пласта, даже если дебит вторжения воды в начальный нефтеносный пласт меньше половины отбора нефти [1].

Вследствие сложности вычислений при решении уравнений (7) — (12) нельзя дать простого физического объяснения довольно своеобразным формам отрезков кривых для возрастающего насыщения нефтью (фиг. 127) при $w = 1{,}3$ и 5. Они могут частично отражать ошибки в расчетах или неточность приближений в анализе.

Величина суммарной нефтеотдачи (согласно фиг. 125, 126 и 127) для $w = 0$; 0,5; 1; 3; 5 составляет 26,2; 29,3; 58,9; 54,6 и 66,2% соответственно от начального содержания дегазированной нефти в пласте.

Значения суммарной нефтеотдачи для $w = 0$ и 0,5 относятся к давлению прекращения добычи — 6,8 ат. Для $w = 1$ и 5 они характеризуют нефтеотдачу ко времени заводнения 90% начальной продуктивной площади, хотя давления на этом этапе сохраняются в пласте теоретически 7,1 и 141,5 *ат* соответственно.

Нефтеотдача 54,6% при $w = 3$ соответствует моменту произвольного прекращения расчетов во время полного вторичного насыщения остаточной нефтеносной площади, которое развивается (согласно фиг. 125), когда давление в ней вновь поднимается до 64,6 *ат*.

Вследствие расхождений в конечных состояниях подземного резервуара полученные величины суммарной нефтедобычи не отражают количественно изменений в принятых значениях w.

---

[1] Если предположить, что свободный газ также захватывается движущимся фронтом воды, то эффект расширения газа увеличивается, и вторичное насыщение остаточной продуктивной площади наступит даже скорее, чем это указано на фиг. 127.

Однако ясно, что неполное замещение нефти водой способно в основном обеспечить значительно бо́льшую нефтеотдачу, чем механизм режима растворенного газа. Кроме того, суммарная нефтеотдача увеличивается с ростом производительности водоносного горизонта по отношению к отборам из скважин при сравнимых давлениях забрасывания и размерах затопленной площади. Следует отметить, что высокая нефтеотдача, связанная с неполным замещением нефти водой, вытекает из сделанного предположения, что остаточное нефтенасыщение в затопленной площади продуктивного пласта имеет низкое значение — 20%. Это дает максимальную потенциальную нефтеотдачу при вытеснении водой в 73,3%, которая на 7,1% выше нефтеотдачи при $w = 5$ к моменту заводнения 90% продуктивной площади. Если бы остаточное нефтенасыщение непосредственно за линией вода—нефть было 35%, максимальная потенциальная нефтеотдача снизилась бы до 53,3%.

Если бы насыщение пласта связанной водой было 35%, а не принятое значение 25%, то максимальная возможная нефтеотдача при вытеснении водой снизилась бы до 46,2%. Отсюда при неполном и полном замещении водой суммарная нефтеотдача определяется в конечном счете величиной насыщения связанной водой и остаточной нефтью. Нет постоянного соотношения относительной нефтеотдачи между неполным замещением нефти водой и режимом растворенного газа, а также отсутствуют обобщения, связанные с их относительными преимуществами.

Если основные параметры, определяющие факторы нефтеотдачи в данной теории, известны, то все же подлинная суммарная нефтеотдача может оказаться значительно ниже вычисленной вследствие неоднородности пласта.

Последний фактор неблагоприятно влияет на нефтеотдачу при любом механизме вытеснения нефти, но возможно, что серьезнее всего он проявляется при режиме неполного замещения нефти водой.

Преждевременное продвижение воды в высокопроницаемых прослойках продуктивного пласта может вызвать «затопление» эксплуатационных скважин и привести к их забрасыванию ранее, чем большая часть пласта будет занята водой. В некоторых случаях может оказаться более целесообразной закачка газа в пласт и поддержание давления для предупреждения поступления краевой воды, хотя слоистость пласта снижает эффективность и усиливает трудности проведения подобных операций.

При допущении установившегося поступления краевой воды в пласт, примененном в процессе вывода уравнений (1) — (3) и их приведения к уравнениям (7) — (12), независимой переменной, описывающей процесс, является количество $\bar{t}$, отражающее парциальную суммарную нефтеотдачу. Это обстоятельство не означает, что поведение пласта не зависит от скорости нефтеотдачи, как при режиме растворенного газа; наоборот, ско-

рость нефтеотдачи является основным фактором регулирования режима. Для водоносного горизонта с постоянным расходом (т. е. cp_i) w обратно пропорционально скорости нефтеотдачи.

Отсюда кривые для $w = 0{,}5$; 1; 3 и 5 на фиг. 125—127 эквивалентны рабочим условиям, где скорости отбора нефти выражаются соотношением 1 : 0,5 : 0,17 : 0,1. Из фиг. 125 видно, что еще до возникновения стабилизации и подъема давления падение последнего происходит для малых скоростей отбора более медленно в зависимости от суммарной нефтеотдачи.

Опубликованные данные о пласте с неполным замещением нефти водой недостаточны для получения каких-либо серьезных сравнений разработанной теории с фактическими наблюдениями. Однако интересно отметить, что недавно появилось доказательство накопления нефти впереди водяного фронта и вторичного насыщения пласта, частично истощенного в результате работы при режиме растворенного газа (согласно фиг. 127).

В двух месторождениях производилась закачка газа в купольной части пласта. Однако скважины на крыльях структуры продолжали отдавать нефть при режиме растворенного газа вследствие низкой проницаемости известняков продуктивного пласта и больших расстояний между скважинами. Тогда перешли на закачку воды. Ко времени закачки воды многие скважины отдавали нефть с газовым фактором от 540 до 900 $м^3/м^3$. После начала закачки воды в течение $1^1/_2$—4 мес. большинство скважин, близко расположенных к нагнетательным, начали систематически снижать свой газовый фактор.

В некоторых скважинах газовый фактор продолжал падать, даже когда эксплуатационный дебит в них увеличился. Наконец, в отбираемой нефти было достигнуто снижение газового фактора до значения растворимости газа, и аэрация столба ее в стволе скважины стала незначительной. Скважины прекратили фонтанирование и были переведены на насосную эксплуатацию.

Описываемый процесс отражает вторичное насыщение нефтеносного пласта вокруг нагнетательных скважин нефтяным валом, созданным закачиваемой водой. В некоторых скважинах газовые факторы упали до значений растворимости газа. Это явление указывает, что нефтенасыщения возросли по крайней мере до равновесных значений. Часто принимается, что при заводнении нефтяных пластов в них создаются нефтяные валы. Описываемые промысловые наблюдения дают решительное доказательство этого предположения.

Общие характеристики режима пласта в рассмотренных месторождениях отличны от режима неполного замещения нефти водой. Однако полученные данные подтверждают полностью возможность вторичного насыщения пласта нефтью.

7.18. Заключение. За последнее время количество нефтяных пластов, работающих на режиме растворенного газа, значительно снизилось. В результате регулирования отбора нефти при эксплу-

атации большинство подземных резервуаров с газовой энергией было превращено в контролируемые неполным или даже полным замещением нефти водой, исключая нефтяные пласты, полностью изолированные и замкнутые.

Благодаря регулированию эксплуатационных дебитов эффект разделения нефти и газа по удельным весам в пласте, в сочетании с гравитационным дренированием и расширением газовой шапки, способствует повышению нефтеотдачи.

Закачка газа или воды для поддержания пластовых давлений, а также усиление возможного действия естественного гидравлического напора видоизменяют режим растворенного газа в пластах. При иных эксплуатационных условиях последний возник бы во многих пластах с нефтеотдачей, зависящей от начального газосодержания недр. Тем не менее тщательное изучение поведения пластов с режимом растворенного газа имеет определенное значение, так как оно дает понимание процессам, происходящим при разработке более старых месторождений, истощенных в результате механизма выделения газа, а также тех месторождений, которые должны разрабатываться при этом режиме. Это изучение может дать критерий для сравнения с поведением пластов, работающих при режимах неполного или полного замещения нефти водой и при расширении газовой шапки. Оно может описать ранний процесс нефтеотдачи в большинстве месторождений с начальным пластовым давлением на точке насыщения нефтяной фазы до того, как в пластах установился иной механизм нефтеотдачи, видоизменяющий в конечном счете режим пласта. В принципе уравнения движения для системы многофазных жидкостей, сформулированные в главе 4, достаточны для описания поведения пластов с режимом растворенного газа, но эти формулы нельзя применять без больших приближений. Если пренебречь наличием эксплуатационных скважин и представить пласт резервуаром, подвергающимся равномерному отбору из него жидкости, можно написать дифференциальное уравнение, связывающее нефтенасыщение с пластовым давлением [уравнение 7.3(1)]. В результате интегрирования этого уравнения можно определить изменение давления и газового фактора в зависимости от суммарной нефтеотдачи в процессе разработки залежи.

Этот прием автоматически устанавливает величину суммарной нефтеотдачи при абсолютном истощении пластового давления, или же при любом выбранном давлении забрасывания месторождения. Физические данные, входящие в эту трактовку: растворимость газа, коэффициент пластового объема нефти, плотность газа, вязкости нефти и газа, в зависимости от давления и температуры пласта, а также кривые зависимости соотношения проницаемости по газу и нефти от насыщения продуктивного коллектора.

Проведенные расчеты предполагаемого режима растворенного газа применительно к идеальным пластам показывают, что газовый фактор сначала падает ниже значения растворимости,

затем быстро поднимается до максимума и, наконец, круто падает с приближением к конечному истощению пласта (фиг. 97).

Начальное убывание характерно также для кривых зависимости «проницаемость — насыщение», имеющих неисчезающее равновесное насыщение свободным газом. Быстрый подъем наступает в результате крутого роста кривой соотношения проницаемости для газа и нефти, как только превышено равновесное насыщение свободным газом.

Окончательное же падение обусловлено в значительной степени уменьшением плотности свободного газа, добываемого совместно с нефтью и связанного с падением давления в пласте. Пластовые давления убывают непрерывно, причем наклоны кривых повторяют тенденцию кривой газового фактора. Суммарная нефтеотдача колеблется в пределах, наблюдаемых на практике, и для принятой кривой зависимости «проницаемость — насыщение» составляет порядок 8—17% объема порового пространства, или 14—32% начальной нефти на месте, в зависимости от физических свойств пластовых жидкостей.

Насыщение пласта свободным газом, наступающее при истощении, колеблется в пределах 21—32%.

Сравнительные вычисления влияния вязкости нефти на конечную нефтеотдачу указывают, что последняя уменьшается с ростом вязкости. Изменение вязкости нефти в 12 раз уменьшает нефтеотдачу для интервала исследованных вязкостей приблизительно в два раза. Рост количества газа в растворе сам по себе вызывает бо́льшую нефтедобычу. Однако связанное с этим увеличение усадки нефти в результате может обусловить меньшую нефтеотдачу.

Принимая плотность сырой нефти, как комплексный показатель характеристик газа и нефти, и учитывая взаимосвязанные изменения в вязкости нефти и газа, растворимости газа и усадки нефти, было найдено, что абсолютная конечная нефтеотдача является максимальной при уд. весе нефти 0,824 (фиг. 102). Это в значительной степени является результатом противоположных воздействий изменения вязкости нефти и усадки на нефтеотдачу.

Однако процент извлеченной нефти от начального запаса ее в пласте монотонно увеличивается с уменьшением плотности нефти от 0,1 до 0,778 $г/см^3$ для рассматриваемых типов пластовых пород и жидкостей. В теоретическом выводе также отражена важная роль усадки. Кроме того, абсолютная нефтеотдача может уменьшиться с падением содержания связанной воды в пласте, если рассматривать зависимость «проницаемость — насыщение» как постоянную.

Процессы нефтеотдачи и конечная нефтедобыча зависят от характера кривой соотношения проницаемостей по газу и нефти для породы коллектора, а также от свойств пластовых жидкостей. Если равновесное насыщение свободным газом отсутствует, то газовый фактор начинает расти немедленно после начала

эксплуатации, но достигаемый им максимум ниже, чем начальное падение его, обусловленное неисчезающим равновесным газонасыщением (фиг. 103). При этом суммарная нефтедобыча снижается. В целом нефтеотдача уменьшается с увеличением соотношения проницаемостей для газа и нефти.

Если пренебречь расширением газовой шапки и гравитационным дренированием, то теория, разработанная для пластов с режимом растворенного газа, распространяется и на пласты с первоначальными газовыми шапками [уравнение 7.5(4)]. При этом допускается, что газ из газовой шапки рассеивается через нефтяную зону и отбирается из скважин при падении пластового давления вместе с растворенным газом. Как и следует ожидать, суммарная нефтеотдача возрастает с увеличением мощности газовой шапки (фиг. 106). Теоретически было установлено, что увеличение общего количества газа, имевшегося первоначально в пласте, включая газ из газовой шапки, в четыре раза по сравнению с растворенным газом повышает конечную нефтеотдачу почти на 50%, а насыщение свободным газом при истощении пласта примерно на 25%.

По мере истощения пласта с режимом растворенного газа и падения пластового давления происходит непрерывное уменьшение в нем подвижности нефти. В частности, уменьшается соотношение «проницаемость—вязкость», а отсюда и теоретическое значение коэффициента продуктивности (фиг. 107—109). Вычисление абсолютной величины коэффициента продуктивности теоретическим путем сомнительно. Вместе с тем значения его в процессе истощения пласта относительно первоначально наблюдаемых величин могут равняться приблизительно соотношению текущей зависимости «проницаемость — вязкость» к полученной в начале разработки. Если учесть допущения, возникающие в связи со снижением давления на эксплуатационных скважинах и влияние характера эксплуатации скважин, можно вывести приближенную теорию, дающую изменение суммарной нефтеотдачи во времени, и построить кривые зависимости дебита нефти и падения давления во времени.

Основное дифференциальное уравнение, связывающее нефтенасыщение с пластовым давлением, можно обобщить для описания условий, при которых происходит нагнетание газа в продуктивный пласт с целью замедления падения давления и увеличения суммарной нефтеотдачи. Принимается, что газ, нагнетаемый в пласт для поддержания давления, распределяется и равномерно рассеивается по всей нефтяной зоне так, чтобы он равномерно отбирался из скважин совместно с растворенным газом. Результаты интегрирования этого обобщенного уравнения показывают, что закачка в пласт добытого газа замедляет падение пластового давления и в конечном счете приводит к большей нефтеотдаче. Эффект от обратной закачки газа в пласт возрастает с увеличением количества возвращаемого газа по отношению к добываемому газу.

Повышение нефтеотдачи обычно связано с ростом насыщения пласта свободным газом, даже если задержка усадки пластовой нефти влияет положительно на нефтеотдачу. Отсюда, эксплуатационные газовые факторы стремятся возрасти выше максимальных значений, связанных с нормальным механизмом истощения пласта при режиме растворенного газа. Газовый фактор для гипотетического пласта, взятого в качестве примера, составляет максимум 792 $м^3/м^3$. При возвращении в пласт 60% добываемого газа это значение возрастает до 1863 $м^3/м^3$, а если бы в пласт возвращалось 80% отобранного газа в течение всего процесса его разработки (фиг. 111), то газовый фактор увеличился бы до 3510 $м^3/м^3$ нефти. Если бы в пласт возвращали весь отобранный газ, то величина газового фактора поднялась бы до 3600 $м^3/м^3$ ко времени, когда пластовое давление упало бы от начального значения 170 *ат* до 91 *ат*. Если бы закачка газа прекратилась при давлении 91 *ат*, то давление в пласте резко упало и достигло бы 6,8 *ат* с дополнительной нефтеотдачей, равной лишь 1,1% порового пространства.

Если бы соотношение закачиваемого газа к добываемому не упало до нуля, а снизилось до 80%, то дополнительная нефтедобыча при снижении пластового давления до 6,8 *ат* составила бы 4,5% порового пространства. Это дало бы увеличение нефтеотдачи на 2% в единицах порового пространства по сравнению с 80% возвратом газа на протяжении всего процесса разработки, хотя это и потребовало бы дополнительно около 50% количества нагнетаемого газа на единицу объема извлекаемой нефти.

При полном возврате всего добытого газа обратно в пласт можно вычислить непосредственно зависимость «давление — суммарная нефтеотдача» без интегрирования дифференциального уравнения [уравнения 7.7(4) и 7.7(5)]. Эти взаимосвязи не зависят от соотношения проницаемостей по газу и нефти для пластовой породы.

Так как в большинстве промысловых операций по закачке газа в пласт возвращается 60—80% добываемого газа, то получаемый эффект от закачки заключается в задержке падения пластового давления, а не в строгом поддержании давления, при условии, что в пласте не имеется дополнительного влияния гидравлического напора. Для достижения полной стабилизации давления необходимо иметь соотношение закачки выше 100% уравнение 7.7(8)].

Если закачка газа проводится при низких давлениях, то достаточно закачивать в некоторых случаях несколько меньше 100% от добываемого газа, чтобы получить тот же эффект.

Общий прирост нефтедобычи получается максимальным, если возврат газа предпринимается в начале процесса разработки залежи. Потеря в суммарной нефтедобыче в связи с задержкой закачки газа в пласт невелика, если давление нагнетаемого газа составляет половину начального пластового давления (фиг. 116).

Максимальные и средние газовые факторы, общее количество нагнетаемого газа и газа, закачиваемого в пласт на единицу суммарной нефтедобычи, уменьшается с понижением давления, при котором начинается возврат газа. Нефтедобыча же в целом повышается с увеличением количества закачиваемого газа (фиг. 117).

Повидимому, теоретически можно предсказать поведение пластов с режимом растворенного газа, но принятая теория строго ограничена допущениями и приближениями, на которых она базируется. Сюда входит допущение о строгой однородности пласта, о равномерности распределения отборов по пласту, не учитываются скважины, отстоящие друг от друга на большом расстоянии, и ограничена роль плотности пластовой жидкости.

Очень часто принимается, что падение нефтедобычи подчиняется экспоненциальному закону [уравнение 7.10(1)]. Это можно подтвердить простым способом, а именно получением линейной зависимости дебита от времени на полулогарифмической бумаге или же постоянством отношения текущего дебита к его падению на предыдущем конечном интервале давлений. Линейная зависимость между суммарной нефтеотдачей и текущим дебитом является также эквивалентным доказательством этого положения [уравнение 7.10(3)].

Установив один раз тип изменения пластового дебита, можно сформулировать падение добычи нефти из пласта в будущем.

Часто между дебитом и временем наблюдается зависимость функции силы [уравнение 7.10(4)], которую можно подвергнуть линеаризации соответствующим построением в логарифмическом масштабе. Этот вывод означает неизменность первых разностей отношений дебита к предыдущим бесконечно малым падениям его и регулируемой логарифмически-логарифмической линейности суммарной нефтедобычи по отношению к текущему дебиту [уравнение 7.10(5)].

При описании будущего процесса разработки месторождения было получено для кривой падения нефтедобычи много совпадающих эмпирических формул. Широкий диапазон полученных выражений доказывает отсутствие единой общей формулы для описания поведения пласта при режиме растворенного газа.

Экстраполяция опытных данных имеет известное значение для правильной оценки будущего падения нефтеотдачи пласта, но любая экстраполяция исходит из положения, что общее направление разработки в прошлом будет сохраняться на протяжении всего интервала экстраполяции.

До сих пор было опубликовано очень мало полных описаний процесса нефтеотдачи из пластов с режимом растворенного газа.

С качественной стороны месторождения, о которых имеются фиксированные сведения, следуют теоретически предсказанному поведению. Пластовое давление в них непрерывно падает с ростом нефтеотдачи, но как-будто не зависит от скорости отбора нефти из пласта.

Добыча нефти из пласта растет, пока продолжается бурение, достигает максимума, когда разработка завершена, а затем падает с истощением пластового давления.

Газовый фактор увеличивается с ростом суммарной нефтедобычи, достигает максимума, а затем также падает. Ни в одном опубликованном материале газовый фактор не показал тенденции к падению в начале разработки пласта, как можно было бы ожидать из условия, что нефтяной коллектор имеет неисчезающее равновесное насыщение свободным газом. В неопубликованных сообщениях имеются предположения, что это явление может иметь место в естественных условиях.

Отсутствие подтверждения этого теоретического вывода само по себе не может обесценить основные принципы изложенной теории.

Больше всего на последней может отразиться пренебрежение локализованными отборами жидкостей через скважины и неоднородностью пласта, которые по необходимости не учитываются в теоретических расчетах.

Из одновременных наблюдений над суммарными газовыми факторами в нефтяных месторождениях и средними пластовыми давлениями можно подсчитать эффективное значение соотношения проницаемости по газу и жидкости для продуктивного коллектора [уравнение 7.11(1)]. Когда соответствующие общие отборы пластовой жидкости переведены эквивалентным снижением в средние нефтенасыщения породы, можно построить кривые соотношения проницаемости к насыщению жидкостью (фиг. 119 и 120). При насыщении жидкостью ниже 80—85% эта зависимость становится приближенно линейной в полулогарифмическом масштабе. Исключая данные, полученные для пласта Вилькокс из Оклахома Сити, видно, что кривые поведения месторождения расположены обычно выше соответственных значений, определяемых на основании лабораторного анализа нефтяных кернов. Эти расхождения особенно заметны при высоком нефтенасыщении пласта, когда промысловые данные показывают пренебрежимо малое или нулевое равновесное насыщение газом.

Это обстоятельство объясняет невозможность наблюдать на практике убывающие в начале эксплуатации пласта газовые факторы, которые особенно на раннем этапе разработки месторождения вообще неточны. Однако промысловые данные о газовых факторах или подсчитанных соотношениях проницаемости дают комплексный эффект факторов, осложняющих нефтеотдачу, которые для удобства и по необходимости не учитываются в теоретическом анализе пластов с режимом растворенного газа.

Наиболее слабым местом теории является допущение однородности продуктивного коллектора. Неоднородность пласта всегда существует в естественных условиях даже при отсутствии усложняющих эффектов затопления пласта краевой водой или гравитационного дренирования, что приводит к неравномерному

истощению различных частей нефтяного коллектора. Общее истощение нефтяного пласта является наложением процессов истощения в отдельных слоях его, видоизменяемое их непрерывным взаимодействием и межзональным перемещением пластовых жидкостей.

Кривые зависимости «проницаемость—насыщение» продуктивных пород в основном нелинейны. Поэтому ранний процесс эксплуатации пласта в значительной степени отражает сильное истощение более проницаемых частей подземного резервуара. Если весь коллектор участвует в нефтеотдаче, то наблюдаемые общие газовые факторы и соотношения проницаемости для газа и нефти оказываются ненормально высокими, будучи нанесенными на график. Это зависит от насыщения породы жидкостями, когда последнее осреднено и предполагается равномерно распределенным по всему разрезу пласта.

Развитие операций по закачке газа истолковать или предугадать количественно еще труднее, чем поведение неконтролируемых пластов с режимом растворенного газа. Помимо всей сложности и неопределенности, связанной с последним, при закачке газа встречаются дополнительные трудности, относящиеся к распределению и движению нагнетаемого газа по пласту.

Однако, поскольку это возможно, желательно подсчитать предполагаемый режим пласта в идеальных условиях как основу для проектирования закачки газа. Исследование опубликованных проектов определенно указывает, что можно получить существенное увеличение суммарной нефтеотдачи и снижение эксплуатационных расходов при благоприятных пластовых условиях от обратного нагнетания газа в пласт.

В одном нефтяном месторождении после падения пластового давления от 76 до 29 *ат* был предпринят возврат 84% газа, добываемого при эксплуатации, что вызвало приостановку падения давления и показало заметное увеличение конечной нефтеотдачи на 61% выше по сравнению с нефтеотдачей за счет нормального истощения при режиме растворенного газа. Закачиваемый газ оставался в основном в газовой шапке, а газовые факторы фактически не увеличивались в течение первых 8 лет закачки. Поддержанию давления способствовало, вероятно, действие частичного внедрения воды в пласт.

Были проведены весьма обширный анализ и исследование пласта Джонс на месторождении Шюлер до начала закачки газа. Развитие высоких газовых факторов на раннем этапе разработки было снижено почти наполовину путем закрытия скважин с высокими газовыми факторами.

Это мероприятие привело к резкому снижению падения пластового давления. Закачка газа в газовую шапку, предпринятая вскоре после этого, изменила режим пласта. В результате промысловых наблюдений было получено согласие с теоретическим расчетом, основанным на применении данных соотношения проницаемостей и выведенных на основе изучения процесса раннего

истощения пласта. Поддержание давления началось, когда пластовое давление упало до 105,4 *ат* от исходного значения 239,4 *ат*. Повышение суммарной нефтеотдачи вследствие поддержания давления оценивается в 60%.

Опыт по закачке газа в течение 22 мес. через одну нагнетательную скважину в пласт известняка Грейбург показал трудности, с которыми можно встретиться при закачке газа в очень слоистые или трещиноватые породы. На протяжении первых 11 мес. закачки газа не было замечено никакой реакции. Затем внезапно возникли резкий подъем газового фактора и быстрое падение пластового давления совместно с ростом дебитов нефти более чем в два раза. Через 6 мес. после прекращения закачки газа и вслед за увеличением газового фактора в три раза месторождение вернулось к нормальному состоянию, предполагаемому для него без осуществления закачки газа. Эксперимент показал, что закачка газа в данном случае не привела к постоянному приросту нефтеотдачи. Добыча газа на протяжении периода завышенных газовых факторов была выше, чем этого можно было ожидать при нормальной нефтеотдаче, а именно почти в два раза больше количества газа, фактически закачанного в пласт.

Применение индикаторов с нагнетаемым газом в песчаном пласте на промысле Канел в Калифорнии показало прорыв газа в соседние скважины после 6 мес. закачки. Резкий подъем газового фактора возник вскоре после начала нагнетания газа. Однако падение пластового давления затормозилось. Последний эффект был в значительной степени ограничен присводовой частью структуры и площадью вблизи нагнетательных скважин. Прирост суммарной нефтедобычи показал весьма неопределенные результаты.

Существующие методы теоретической трактовки систем закачки газа в пласт приводят всегда к большому приросту нефтеотдачи. Они исходят из предположения, что продуктивный пласт в основном восприимчив к этим операциям. Существенным критерием успеха закачки газа является условие однородности нефтяного коллектора. Последний должен быть свободен от связанных между собой и развитых по протяженности прослоек и каналов с высокой проницаемостью. Если же таковые имеются в пласте, их следует найти и изолировать во избежание прорыва нагнетаемого газа в эксплуатационные скважины. Если порода коллектора пронизана системой соединяющихся трещин, которые необходимо поддерживать открытыми для обеспечения промышленно выгодных отборов нефти из пласта, закачка газа в последний может и не показать прироста нефтеотдачи.

Гравитационное дренирование и расширение газовой шапки, не учитываемые в теоретическом анализе, способствуют увеличению нефтеотдачи. Однако неоднородность пласта может полностью уничтожить все усилия и расходы, связанные с работами по закачке газа в пласт. Кроме того, вряд ли стоит предпринимать закачку газа, если можно разрабатывать пласт при водо-

напорном режиме, не ограничивая отборов при эксплуатации, так как эффективность вытеснения нефти водой выше, чем газом.

Проблема гравитационного дренирования еще не поддается количественной теоретической обработке, но в нефтепромысловой практике с ней приходится считаться. Образование газовой шапки в повышенных частях нефтяных пластов является, со статистической точки зрения, доказательством перемещения газа по пласту вверх. Многочисленные промысловые наблюдения определенно указывают на фильтрацию нефти вниз по падению пласта как на механизм поддержания нефтеотдачи на протяжении длительного времени, после того как нормальное истощение пласта при режиме растворенного газа должно было привести к его полному забрасыванию.

Можно оценить максимальную пропускную способность гравитационного дренирования вниз по падению пласта [уравнение 7.14(3)]. Она пропорциональна проницаемости для нефти, плотности последней и квадрату синуса угла падения пласта, а также обратно пропорциональна вязкости и коэффициенту пластового объема нефти. При уд. весе нефти 0,875 с разницей плотности нефти и газа 0,555 *г/см*^{3}, вязкости нефти 0,69 сантипуаза, коэффициенте пластового объема нефти 1,35, проницаемости для нефти 25 миллидарси и угле падения пласта 20° гравитационное дренирование обеспечивает пополнение нефти на крыльях структуры в количестве 15 *м*^{3}*/сутки/га* контакта газ—нефть.

Чтобы получить такую скорость фильтрации, необходимо отсутствие градиента давления, направленного вверх по восстанию, а также чтобы в пласте могли возникнуть условия свободного стекания жидкости под действием силы тяжести без прорыва газа по трещинам к эксплуатационным скважинам. Если давления вниз по падению пласта возрастают, то фильтрация нефти тормозится, хотя это явление и компенсируется частично силой плавучести, стремящейся вызвать перемещение газа вверх по структуре. Если пластовые давления уменьшаются вниз по падению пласта, то вниз по структуре наблюдается перемещение массы газа и нефти, наложенное на гравитационное дренирование, при условии, что порода обладает неисчезающей проницаемостью для газа. При этом может возникнуть прорыв газа и местный пролет его в эксплуатационные скважины, как при обычном течении под действием газового напора, а также нарушиться равномерное понижение газонефтяного раздела. Указанное осложнение еще более усиливается благодаря изменчивости проницаемости по вертикали и неоднородности продуктивного коллектора.

Из рассмотрения факторов, входящих в формулу гравитационного дренирования, следует, что благоприятными условиями для последнего является большой угол падения пласта, малая вязкость нефти и высокая проницаемость породы для нее. Важным

критерием эффективности гравитационного дренирования является его скорость по сравнению с отбором нефти вниз по структуре. Отсюда роль гравитационного дренирования и сепарации жидкостей по удельным весам в пластовых условиях приобретает большое значение по мере снижения эксплуатационных дебитов. Фактическое значение механизма гравитационного дренирования заключается в том, что в области, занятой расширяющейся газовой шапкой, непосредственно следующей за понижающимся газонефтяным разделом, нефтенасыщение уменьшается ниже величины, достигаемой при режиме растворенного газа.

Имеется доказательство, что при соответствующих условиях количество остаточной нефти в пласте после гравитационного дренирования имеет такое же низкое значение, как и после затопления его водой. Если бы можно было использовать полностью механизм гравитационного дренирования и если бы структура пласта и свойства пластовых жидкостей были в основном благоприятны, то суммарная нефтеотдача при этом режиме могла равняться или превосходить добычу, полученную при любом другом режиме пласта.

Эффективность гравитационного дренирования наблюдалась на месторождениях, охваченных операциями по поддержанию давления и истощенных первоначально при режиме растворенного газа. Так, в нефтяном месторождении Майл Сикс, Перу, благодаря закачке газа с начала его разработки, со средним расходом при нагнетании, превосходящем отбор газа из пласта, пластовые давления поддерживались почти постоянными. Газ нагнетался в газовую шапку, что вызывало непрерывно расширение ее и падение газонефтяного контакта, а также очень небольшой рост газовых факторов в эксплуатационных скважинах. Для этого месторождения подсчитана нефтеотдача, в три раза превышающая соответствующую величину при режиме растворенного газа. В пласте Вилькокс, Оклахома Сити, пока пластовое давление в нем не было почти полностью истощено, гравитационный дренаж был завуалирован нормальным режимом растворенного газа. Тем не менее нефть продолжала просачиваться к забоям эксплуатационных скважин из верхних частей пласта с остаточным нефтенасыщением 15—26%, обеспечивая суточный отбор по месторождению 12 000 $м^3$ при пластовом давлении 1,36 *ат*. Эффективности гравитационного дренирования в этом случае способствовал избирательно смачивающий характер нефти пласта Вилькокс.

Можно создать оптимальные условия эксплуатации пласта при помощи гравитационного дренирования путем закачки газа в самом начале разработки залежи и образования в ней искусственной газовой шапки при условии, что ее не имелось первоначально. При этом поддержание пластового давления следует осуществлять всюду выше точки насыщения. Тогда предупреждается полностью выделение газа внутри пласта, а проницае-

мость породы для нефти становится максимальной. Параметры пластовой жидкости, благоприятно влияющие на нефтеотдачу, а именно плотность, коэффициент расширения пластовой нефти, а также вязкость ее, имеют при этом максимально выгодные значения. Однако поддержание давления путем закачки газа в пласты с расширением газовой шапки или гравитационным дренированием служит в основном к облегчению экономических сторон эксплуатации. Оно обеспечивает скорость фильтрации нефти вниз по падению пласта в пределах существующих скоростей эксплуатационных отборов. При этом, если условия нефтяного коллектора даже способствуют высокой подвижности нефти, скорости отбора необходимо ограничить, чтобы поверхность газонефтяного раздела следовала за перемещением всей массы нефти по склону пласта к эксплуатационным скважинам.

С точки зрения общего режима пласта системы с неполным замещением нефти водой можно рассматривать соответственно как обобщенный тип пласта с режимом растворенного газа. Последний регулирует процесс вытеснения нефти из пористой среды на площади непосредственного дренирования пласта эксплуатационными скважинами. Многие черты режима неполного замещения нефти водой характерны для пластов с расширением газовой шапки и гравитационным дренированием. К ним относятся вторичное насыщение площади с местным истощением, в результате движения массы нефти из других участков пласта, сокращение продуктивной площади, низкое остаточное нефтенасыщение и зависимость падения пластового давления от эксплуатационных отборов. Однако в противоположность системам с гравитационным дренированием, где давление по необходимости падает с увеличением чистых отборов нефти, затопление водой пластов с неполным замещением отобранной нефти непрерывно снижает объем продуктивного коллектора, и темп его обводнения может подняться до таких значений, что полностью приостановит падение пластового давления.

Теорию пластов с неполным замещением нефти водой можно сформулировать при помощи ряда трех совместных дифференциальных уравнений [уравнения 7.17(1) — 7.17(3)]. В принципе их можно решить для любого типа водоносного горизонта, питающего продуктивную систему с режимом растворенного газа. Допущение установившегося поступления воды в продуктивный пласт значительно упрощает решение уравнений и анализ [уравнения 7.17(7) — 7.17(12)]. Установлено, что первичная переменная, определяющая наличное состояние системы, представляет собой суммарную нефтедобычу, выраженную долей общего начального содержания дегазированной нефти в пласте [уравнение 7.17(6)]. Основным параметром, характеризующим производительность водоносного пласта и отбираемый дебит нефти, является соотношение максимально возможного расхода краевой воды при установившемся ее поступлении в продуктивный пласт и дебита нефти. Подбором величины w и различных

физических свойств пласта и пластовых жидкостей можно получить решение соответствующих уравнений, которое дает зависимость между суммарной нефтеотдачей и пластовым давлением, газовым фактором, незатопленной продуктивной площадью и нефтенасыщением на этой площади.

Вычисление зависимостей для различных значений w показывает изменения в пластовом режиме по мере увеличения роли гидравлического напора. Так, при $w = 0{,}5$, т. е. когда максимально возможный расход установившегося поступления краевой воды равен половине отбираемого дебита нефти, не наблюдается значительного изменения пластового давления и газового фактора по сравнению с режимом растворенного газа. Все же происходит снижение максимума газового фактора, сдвиг максимума, отдача и увеличение суммарной нефтедобычи при 6,8 *ат* от 26,2 до 29,3% начального содержания нефти в пласте (фиг. 125). При $w = 1$ эта зависимость заметно выражена и при давлении 6,8 *ат* наступает почти полная стабилизация пластового давления. При $w = 3$ пластовое давление сначала падает до минимального значения 44,2 *ат*, а затем поднимается, когда скорость поступления воды начинает превышать скорость образования депрессионных воронок, связанную с отбором нефти. Для $w = 5$ при 119,7 *ат* наблюдается минимум давления, а при 145,5 *ат* подъем давления приостанавливается, когда пониженная скорость поступления воды вновь становится меньше скорости образования деспрессионной воронки. Газовый фактор падает до минимума, достигает значения растворимости, а затем поднимается по мере роста пластового давления.

Нефтеносная площадь, не затопляемая наступающими краевыми водами, по отношению к суммарной нефтеотдаче обычно вначале медленно сокращается, но затем резко уменьшается в объеме, когда нефтеотдача превысит 25% от начального содержания нефти в пласте (фиг. 126). Продуктивная площадь сокращается до 71% своего начального значения ко времени падения пластового давления до 6,8 *ат* для $w = 0{,}5$ с нефтеотдачей 29,3%. Для $w = 1$ сокращение площади достигает 10% начального значения, когда пластовое давление составляет все еше 7,2 *ат*, а нефтеотдача 58,9%. Для $w = 3$ лишь 19,3% площади начального нефтяного пласта остается незатопленной при нефтеотдаче 54,6%. Для $w = 5$ при нефтеотдаче 66,2% и пластовом давлении 141,5 *ат* продуктивная площадь сокращается до 10%, причем пластовое давление следует предшествующим максимумам и минимумам.

Нефтенасыщение на незатопленной продуктивной площади показывает вторичность насыщения даже при $w = 0{,}5$. Это нефтенасыщение падает до минимумов 0,485, 0,507, 0,580 и 0,615 для $w = 0{,}5$; 1; 3; 5 соответственно, а затем возрастает. Для $w = 1$; 3; 5 нефтенасыщения вновь увеличиваются и превышают равновесное насыщение, принятое для породы, прекращая подвижность газа. Для $w = 3$ расчеты показывают, что ранее

истощенный нефтяной пласт может вновь полностью насытиться нефтью в процессе эксплуатации с наступлением краевой воды.

Высокие суммарные нефтеотдачи, превышающие 50% для $w = 1$; 3 и 5, выраженные теоретическими кривыми процесса, не имеют универсального значения. Они вытекают из допущения, что остаточное нефтенасыщение непосредственно за фронтом воды составляет 20%, а насыщение связанной водой 25%. Именно эти величины контролируют в основном конечную нефтеотдачу при неполном и полном замещениях нефти водой. С ростом каждого из принятых насыщений снижается и суммарная нефтеотдача. Если же сумма этих насыщений составляет порядок 60—70%, то нефтеотдача при водонапорном режиме не намного превысит нефтеотдачу, получаемую при режиме растворенного газа. Кроме того, неоднородность пласта может серьезно снизить нефтеотдачу при водонапорном режиме вследствие обходного движения воды по каналам и трещинам пласта и затопления эксплуатационных скважин.

Изменение проницаемости нефтяного коллектора обычно ограничивает фактическую нефтеотдачу из месторождений с водонапорным режимом в большей степени, чем при режиме растворенного газа.

Между теоретически сформулированным режимом пластов с неполным замещением нефти водой и наблюдаемым на практике не было проведено детальных сравнений, но возможность вторичного насыщения продуктивной площади, частично занятой краевой водой, была доказана закачкой воды в некоторых месторождениях после газовой репрессии. Было найдено, что в течение $1^1/_2$—4 мес. после начала закачки воды газовый фактор в эксплуатационных скважинах, находившихся близко к нагнетательным скважинам, начал падать.

Газовые факторы упали в ряде случаев до величины растворимости газа, а в некоторых скважинах прекратилось фонтанирование. Подобное поведение подсасывающих скважин определенно показывает, что нефть движется впереди воды валом и вновь насыщает частично истощенный пласт, где работают эксплуатационные скважины.

ГЛАВА 8

ПОДЗЕМНЫЕ РЕЗЕРВУАРЫ С ВОДОНАПОРНЫМ РЕЖИМОМ

8.1. Введение. Пласты с водонапорным режимом представляют предельный тип продуктивной нефтяной системы и имеют большое практическое значение. Некоторые из наиболее богатых мировых месторождений нефти эксплуатировались или эксплуатируются в настоящее время при режиме полного замещения нефти водой на протяжении всего или существенной части периода разработки. Во многих из недавно вскрытых месторождений добывают настолько недонасыщенную газом нефть, что в них не может развиться режим растворенного газа до тех пор, пока пластовое давление не упадет до незначительной доли исходного его значения — порядка $^1/_5$—$^1/_2$.

В результате регулирования дебитов эксплуатационных скважин многие месторождения, где первоначально имелись газовые шапки или развивался свободный газ, в результате начального действия режима растворенного газа превратились в месторождения с водонапорным режимом и соответственно эксплуатируются, по крайней мере временно, под гидравлическим напором.

Месторождения с водонапорным режимом рассматриваются здесь как подземные резервуары, в которых весь отбор пластовых жидкостей замещается поступлением воды в нефтеносный коллектор. Вода может поступать в последний непосредственно из прилежащих или подлежащих водоносных горизонтов. К этим источникам воды прибавляется также вода, добытая из данного пласта или совершенно посторонняя, намеренно нагнетаемая в водоносную или нефтеносную часть коллектора нефти. Строго говоря, пока давление в пласте полностью не стабилизировалось и дальнейшее снижение его уже не происходит, равновесие между образованием депрессионных воронок вследствие отбора жидкостей и объемом поступающей в продуктивный пласт воды отсутствует.

В процессе падения пластового давления выше точки насыщения расширение жидкой фазы внутри нефтеносного пласта всегда создает некоторое замещение жидкостью образующейся депрессионной воронки. Исключая начальную стадию эксплуата-

ционного отбора значительно недонасыщенных сырых нефтей, это замещение обычно так мало, что доля поступления воды может обоснованно считаться «существенно полной», если она отличается от отбираемого объема нефти на объем расширения пластовой жидкости. Так, например, из месторождения Восточный Техсас было отобрано 378 560 000 $м^3$ нефти; пластовое давление упало при этом приблизительно на 41 *ат*, и все-таки меньше 2% нефтедобычи было замещено расширением жидкостей внутри нефтяного пласта. Хотя даже небольшое расширение пластовых жидкостей уже регулирует начальное падение давления в недонасыщенных пластах, эта стадия разработки с точки зрения суммарной нефтедобычи обычно не имеет большого значения. Газ является единственным агентом, помимо воды, который замещает пластовую жидкость. Поэтому системы с водонапорным режимом рассматриваются здесь как такие системы, где заполнение депрессионной воронки образованием или ростом газовой фазы вследствие отбора жидкостей незначительно по сравнению с общим объемом отбираемой жидкости при эксплуатации.

Как видно из этих замечаний, полная стабилизация пластового давления является достаточным [1], но не необходимым условием существования водонапорного режима. Наоборот, во всех пластах с водонапорным режимом, за исключением кавернозных известняков, вначале должно наблюдаться некоторое падение давления для создания достаточной скорости поступления воды с целью задержки падения пластового давления и его полной конечной стабилизации.

Систематическое прекращение падения давления без закачки жидкости извне в продуктивный пласт или непрерывное снижение скорости чистого отбора не могут наступить [2] без того, что пласт, питающий водой нефтяной коллектор, не ведет себя как установившаяся система несжимаемой жидкости. Одной из первичных проблем технологии подземного резервуара, относящихся к пластам с водонапорным режимом, является описание и предположение переходного состояния падения пластового давления.

Значительная часть последующего разбора связана с характером течения жидкости в водоносном пласте или питающем бассейне. Нефтяной коллектор по существу представляет водосток или границу выхода потока воды из водоносной породы. Если нефть недонасыщена, а поступление воды в основном равно пластовому объему добытой нефти, то последний используется непосредственно как контролирующее граничное условие, приложенное к водоносному резервуару. Однако если нефтяной пласт отдает нефть при частичном использовании газовой энергии, то

---

[1] Заранее предполагается, что стабилизация давления не является результатом поддержания давления искусственным путем.

[2] В некоторых месторождениях полная стабилизация давления наступала в течение длительного периода разработки. Это обстоятельство заставляет допустить, что водяной питающий пласт подвергается постоянному напору, как если бы выходы его находились на дне океана.

количество поступающей в продуктивный пласт воды можно подсчитать при помощи обратного решения уравнения материального баланса (согласно параграфу 6.7), а также использования подсчитанных скоростей заводнения и наблюдаемых граничных давлений для определения параметров водоносного резервуара.

Общие характеристики режима пластов с гидравлическим напором уже разбирались в главе 6. Следующие параграфы в основном касаются лишь количественных сторон давления и расхода при заводнении подобных пластов.

В противоположность системе многофазного течения для всех основных типов систем с водонапорным режимом можно разработать строгие аналитические решения или же их электрические аналоги. Эти теоретические исследования включают упрощающие допущения относительно однородности и геометрической симметрии пористых сред. В некоторых случаях практическая применимость разработанной теории к естественным нефтяным месторождениям подтвердилась количественно на основании детального анализа. Однако для большинства пластов полная аналитическая обработка невозможна. Исходя из этого, в настоящей главе приведены дополнительные примеры наблюдаемого на практике водонапорного режима для объяснения некоторых более сложных черт его; например, развитие отборов воды и площадное продвижение краевых вод, которые отражают встречающиеся на практике условия, а также неоднородность структуры пласта. Эти стороны проблемы выходят за пределы упрощенного теоретического анализа.

8.2. Упрощенная трактовка установившейся фазы продвижения воды в пластах с водонапорным режимом. В следующем параграфе будет объяснено, что если линейная протяженность водоносной области, связанной с нефтяным пластом, не менее 16 *км*, то при количественном описании его режима необходимо учитывать сжимаемость воды. Переходное состояние, возникающее в результате проявления упругих сил, оказывает регулирующее влияние на длительность процесса нефтеотдачи большинства пластов с водонапорным режимом. Однако упругие свойства жидкостей внутри нефтяного пласта вызывают переходное состояние, которое имеет, вероятно, большое значение при определении реакции давления нефтяного пласта на ранней стадии его разработки. Чтобы описать нефтеотдачу пласта на раннем этапе разработки, удобно пренебречь упругими свойствами воды в водоносной зоне и приблизиться к ее производительности путем непрерывной последовательности установившихся состояний. Подобная трактовка может привести к ошибочным предсказаниям относительно полной стабилизации давления на раннем этапе разработки пласта, когда отбор из него не превышает максимальной производительности водяной зоны. Тем не менее она служит полезным введением в более сложный анализ пластов,

где водоносная область рассматривается как система сжимаемой жидкости.

Примем, что давление насыщения пластовой нефти p_b ниже начального пластового давления p_i. Если обозначить начальное содержание пластовой нефти и объем связанной воды, измеренной при p_b через $V_{н\,i}$ и $V_{в\,i}$; общий отбор нефти, измеренный при p_b через P, а объем чистого поступления воды при пластовом давлении p через W, то

$$V_{в\,i}e^{-\kappa_в (p-p_b)} + (V_{н\,i} - P)\, e^{-\kappa_н (p-p_b)} + W = \\ = V_{н\,i}e^{-\kappa_н (p_i - p_b)} + V_{в\,i}e^{-\kappa_в (p_i - p_b)}, \qquad (1)$$

где $\kappa_н$, $\kappa_в$ — сжимаемость нефти и воды.

Уравнение (1) может быть переписано по отношению к членам первого порядка в κ^* так:

$$(V_{в\,i}\kappa_в + V_{н\,i}\kappa_н)(p_i - p) - P\,[1 - \kappa_н (p - p_b)] + W = 0. \qquad (2)$$

Для установившегося питания водой из водоносной области чистое поступление ее в продуктивный пласт может быть выражено посредством [1]

$$W = \frac{c}{1 + \kappa_в p} \int_0^t (1 + \kappa_в p)(p_i - p)\, dt - W_p, \qquad (3)$$

где c — коэффициент заводнения, соответствующий коэффициенту продуктивности для водоносного горизонта; темп внедрения воды относится к пластовому давлению; W_p — общая добыча воды.

Дифференцируя уравнение (2), получаем

$$(V_{в\,i}\kappa_в + V_{н\,i}\kappa_н - P\kappa_н)\frac{dp}{dt} + [1 - \kappa_н (p - p_b)]\frac{dP}{dt} - \frac{dW}{dt} = 0. \qquad (4)$$

Подставляя значение dW/dt из уравнения (3), получим для уравнения (4) следующее выражение:

$$(V_{в\,i}\kappa_в + V_{н\,i}\kappa_н - P\kappa_н)\frac{dp}{dt} + \left(c - \kappa_н \frac{dP}{dt}\right)p = \\ = cp_i - (1 + \kappa_н p_b)\frac{dP}{dt} - \frac{dW_p}{dt}. \qquad (5)$$

---

* Исключение членов высшего порядка тождественно допущению линейного изменения плотности с давлением. Так как экспоненциальная зависимость тоже является приближением, то полностью оправдано применение линейного вида уравнения.

[1] Уравнение (3) в основном тождественно уравнению 6.7(3), за исключением членов $\kappa_в p$. Это означает, что давление на контуре вода — нефть равно давлению в нефтяном пласте p, которое в свою очередь считается постоянным по всей площади пласта. Давление у отдаленного предела водоносного горизонта также принимается постоянным p_i для стационарного выражения уравнения (3).

Для постоянного дебита нефти

$$P = Q_{\text{н}} t, \tag{6}$$

и, пренебрегая дебитом отбираемой воды dW_p/dt, получим решение уравнения (5):

$$\frac{p}{p_i} = \frac{p_e}{p_i} + \left(1 - \frac{p_e}{p_i}\right)(1 - x)^a, \tag{7}$$ [1]

где

$$\left.\begin{aligned} p_e &= \frac{1-(1+\kappa_{\text{н}} p_b)\, r}{a r \kappa_{\text{н}}}; \\ r = \frac{Q_{\text{н}}}{c p_i}; \quad a &= \frac{c}{\kappa_{\text{н}} Q_{\text{н}}} - 1 = \frac{1}{\kappa_{\text{н}} p_i r} - 1; \\ x &= \frac{P}{V_{\text{н}\,i} + (\kappa_{\text{в}} V_{\text{в}\,i}/\kappa_{\text{н}})} \end{aligned}\right\} \tag{8}$$

где x представляет суммарную нефтеотдачу, выраженную в долях общего начального содержания жидкости в нефтяном пласте, причем количество связанной воды берется вместе с нефтью, пропорционально ее сжимаемости [2]. Согласно уравнению (7) p стремится к предельному значению p_e по мере приближения x к единице. Последняя величина охватывает вытеснение всей нефти плюс объем связанной водой, умноженной на $\kappa_{\text{в}}/\kappa_{\text{н}}$. Если рассматривать связанную воду как подвижную при заводнении продуктивного пласта (2) краевой водой, то содержание остаточной нефти в пласте после обводнения дает, что $x = 1$ на практике не достигается. Однако это обстоятельство не имеет отношения к описанию переходного состояния, так как уравнение (7) показывает настолько быстрое падение p, что фактически все конечное падение давления развивается к моменту, когда x достигает значений порядка 0,1.

Предельное давление p_e и параметр скорости падения его a зависят от r. Из его определения на основании уравнения (8) r является отношением дебита нефти к максимально возможному расходу поступающей воды при обводнении. Поэтому r представляет мерило скорости отбора нефти, выраженное производительностью водоносной зоны и ее способностью заместить отобранную нефть при эксплуатации.

---

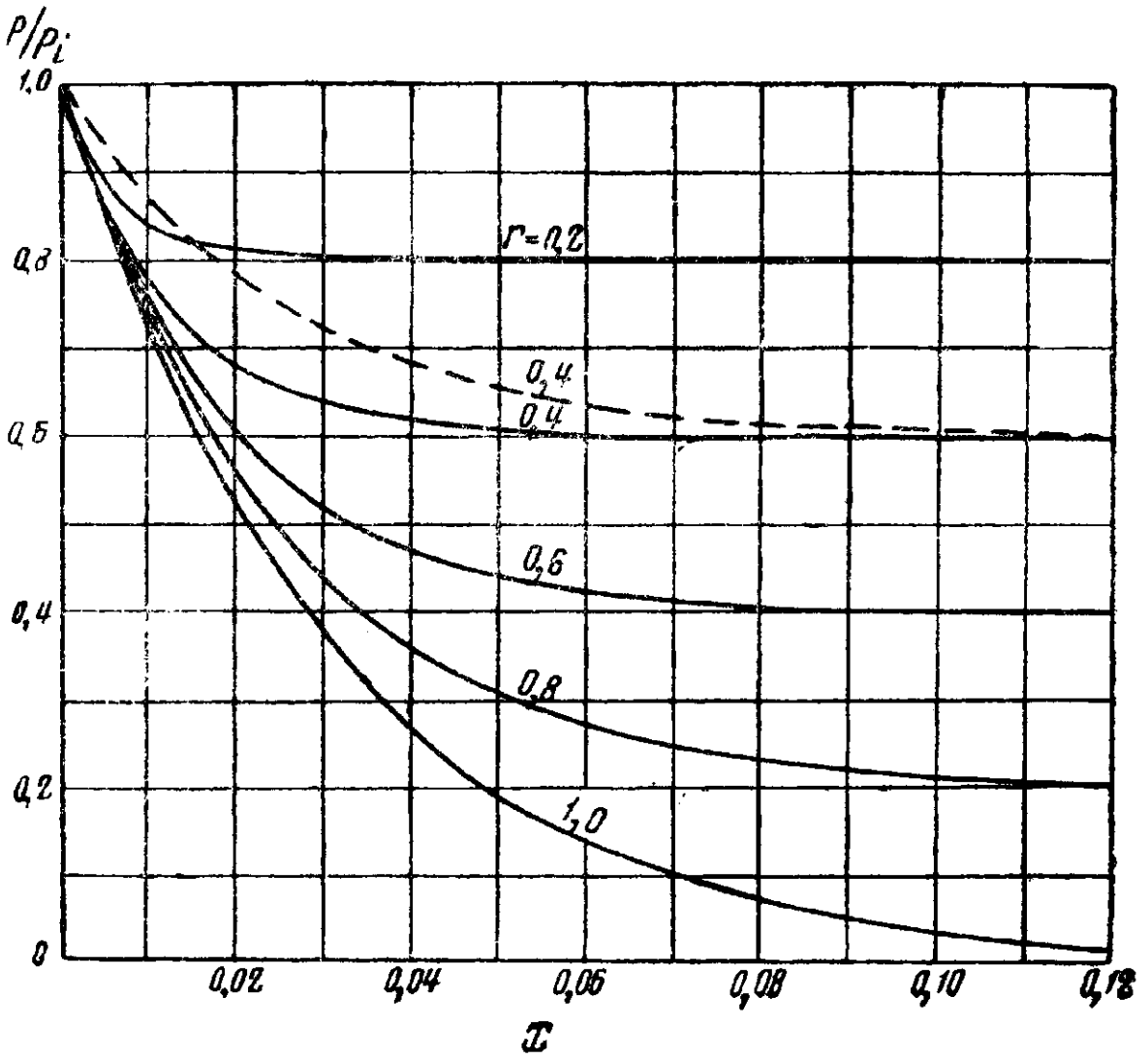
[1] Если dW_p/dt принят за постоянную w, то уравнение (7) еще применимо при условии, что p_i в выражении для r, уравнение (8), заменено через $(p - w/c)$, или если p_c заменено $p_c - \dfrac{w}{a Q_{\text{н}} \kappa_{\text{н}}}$.

[2] Связанную воду можно не рассматривать так строго, если сжимаемость нефти имеет эффективное значение, равное $\kappa_{\text{н}} + \dfrac{\kappa_{\text{в}} V_{\text{в}i}}{V_{\text{н}i}}$.

Так как $\kappa_н p_i$ обычно намного меньше единицы, то $ar\kappa_н p_i$ может быть приравнено к единице. Если исключить также $\kappa_н p_b$, то уравнение (7) [1] можно приравнять к

$$\frac{p}{p_i} = 1 - r + r(1-x)^a. \qquad (9)$$

На фиг. 128 дано построение уравнения (9) для нескольких значений r, полагая $\kappa_н p_i = 0{,}03$ (для сплошных кривых), где



Фиг. 128. Расчетные кривые изменения пластового давления в пластах с водонапорным режимом, в зависимости от суммарной нефтеотдачи, при установившемся состоянии течения и с равномерным текущим дебитом.
p/p_i = (пластовое давление)/(начальное давление); r = (отбираемый дебит пластовой жидкости)/(максимально возможный дебит поступающей в пласт воды при установившемся состоянии течения). Для сплошных кривых $\kappa_н/p_i = 0{,}03$. Для прерывистых кривых $\kappa_н/p_i = 0{,}06$; $\kappa_н$ — сжимаемость нефти.

$p_i = 204$ *ат* и $\kappa_н = 1{,}6 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат*. Необходимо отметить резкое падение давления и приближение к ассимптотическому давлению стабилизации $[1 - r \sim (p_e/p_i)]$. Таким образом, 99% суммарного падения давления достигается после 2,7% «суммарного истощения» ($x = 1$) при $r = 0{,}2$; 5,4% при $r = 0{,}4$; 8,1% при

[1] Если опустить полностью p_b, то обобщение фактически не пострадает. Однако при физическом объяснении полученных выводов необходимо учесть наличие точки насыщения.

$r = 0{,}6$; 10,7% при $r = 0{,}8$ и не более 13,3% [1] при $r = 1$. При столь быстрой стабилизации давления допущение равномерного отбора нефти по пласту и пренебрежение добычей воды не могут являться осложняющими приближениями.

Приведенные значения для x показывают, что время, необходимое для эквивалентного приближения к ассимптотическим конечным давлениям, не зависит по существу от текущего дебита нефти. Эффект сжимаемости нефти показан пунктирной кривой при $r = 0{,}4$, для которого $\kappa_н p_i$ взято 0,06 соответственно сжимаемости, в два раза большей по отношению к принятой для сплошных кривых. Отсюда видно, что 99% общего падения давления развиваются к моменту вытеснения 10,7% общего содержания пластовой жидкости как эквивалента нефти ($x = 0{,}1071$); соответствующее время, необходимое для $\kappa_н p = 0{,}03$, было на половину меньше ($x = 0{,}054$).

Непрерывность наклона кривых на фиг. 128 возникает из допущений, что дебиты нефти поддерживаются постоянными и газ не выделяется из раствора на протяжении всего падения давления. В практических задачах кривые резко выполаживаются при условии падения давления до точки насыщения с последующим выделением газа. Отсюда кривые на фиг. 128 могут применяться лишь к значениям p/p_i, превышающим p_b/p_i.

Как и следует ожидать, падение давления является функцией не просто общего вытеснения пластовых жидкостей, выраженного через x, но также и скорости отбора нефти, определяемой через r. Этот вывод находится в прямом противоречии с поведением нефтяных подземных резервуаров с режимом растворенного газа, где давление является функцией главным образом суммарной нефтеотдачи. При механизме истощения газовой энергии отбираемый дебит нефти влияет на давление постольку, поскольку он может воздействовать на величину газового фактора, гравитационное разделение жидкостей или дренирование нефти в пласте.

Если при относительном дебите нефти r давление упало до значения p_i, то дебит меняется и поддерживается на новом значении r_1. Тогда последующее изменение давления следует уравнению

$$\frac{p}{p_i} = \frac{p_{e\,1}}{p_i} + \frac{p_1 - p_{e\,1}}{p_i (1 - x_1)^{\alpha_1}} (1 - x)^{\alpha_1}, \qquad (10)$$

где x_1 — значение относительной общей нефтедобычи [определяемое уравнением (8)] к моменту изменения дебита; x — общая относительная нефтеотдача, включая нефтеотдачу при отборе r; $p_{e\,1}$ — новое конечное давление истощения; α_1 — новое значе-

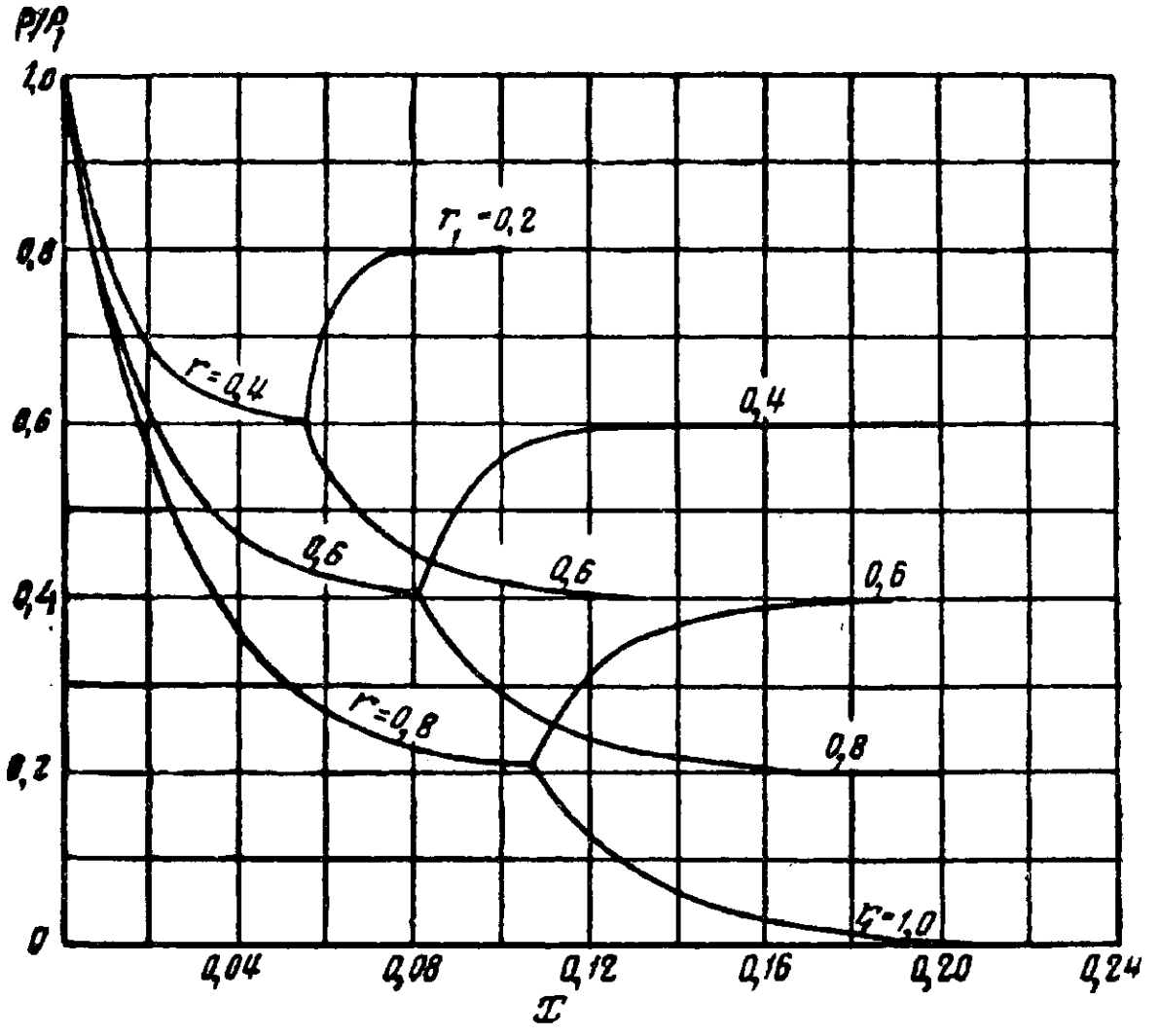
---

[1] Эти значения были вычислены, используя значения для α и p_e из уравнения (8).

ние α, соответствующее r_1. Если ввести приближения, аналогичные уравнению (9), то уравнение (10) можно переписать

$$\left.\begin{aligned} \frac{p}{p_i} &= 1 - r_1 + \frac{(p_1/p_i) - (1 - r_1)}{(1 - x_1)^{\alpha_1}} (1 - x)^{\alpha_1}; \\ \alpha_1 &= \frac{1}{\kappa_н p_i r_1} - 1. \end{aligned}\right\} \qquad (11)$$

Чтобы показать характер изменения пластового давления согласно уравнениям (10) и (11), для некоторых значений началь-



Фиг. 129. Расчетные кривые пластового давления в зависимости от изменения текущего дебита для пластов с водонапорным режимом при установившемся состоянии течения.

x = (суммарная нефтеотдача)/(начальное содержание нефти в пласте); $r = r$ — начальное значение; $r = r_1$ — измененное значение. Остальные обозначения взяты из фиг. 128.

ного дебита нефти r было принято, что после падения давления до 99% своего суммарного значения r меняется на $\pm 0{,}2$, т. е. $r_1 = r \pm 0{,}2$. На фиг. 129 приведены кривые, вычисленные таким путем. Как и следует ожидать, когда $r_1 > r$, то давление начинает быстро падать, чтобы приблизиться к новому асимптотическому значению истощения $1 - r_1$. Наоборот, когда $r_1 < r$, то давление быстро возрастает до своего нового значения истощения $1 - r_1$. Следует отметить, что начальная скорость подъема давления при $r_1 < r$ имеет более крутой характер, чем начальная скорость падения при $r_1 > r$. Причина этого явления заключается в том, что (как показано на фиг. 128) переходный период для

стабилизации давления становится меньше с уменьшением r. Аналитически он возрастает из увеличения показателя степени α или α_1 с уменьшением r. В целом дополнительное время, необходимое для приближенной стабилизации, при новом давлении истощения, выраженное параметром суммарной нефтеотдачи x, составляет тот же порядок величин, как если бы месторождение разрабатывалось с самого начала при новой величине дебита нефти.

Подобным же путем можно определить влияние более поздних изменений текущего дебита нефти. При помощи численного интегрирования уравнения (5) можно подсчитать падение давления для любого произвольного и переменного типа дебита нефти или функции $P(t)$. Однако вследствие существенных ограничений справедливости уравнения (5) вряд ли можно рекомендовать подобные вычисления. Фиг. 128 и 129 показывают, что одной из основных переменных, контролирующих изменение давления в месторождениях с водонапорным режимом, является дебит нефти по отношению к производительности водоносной зоны. Полученные кривые подчеркивают необходимость получения некоторого падения пластового давления, чтобы обводнение развивалось с достаточной скоростью, которая в конечном итоге задержала бы скорость падения давления в нефтяном пласте.

8.3. Представления об упругости жидкости в системе области питания. Прежде чем начать разбор теории упругой жидкости для водонапорных систем, необходимо ясно представить себе, когда и почему должен учитываться эффект сжимаемости жидкости.

Из определения систем с водонапорным режимом следует, что в самой нефтяной залежи отсутствует основная часть энергии для вытеснения нефти; эта энергия получается из прилежащей и сообщающейся с нефтяной залежью водоносной области. Реакция нефтяной залежи на отбор жидкостей при эксплуатации зависит от гидродинамики водоносной области. Обе зоны — нефтеносная и водоносная — должны находиться в состоянии равновесия с неразрывностью давления и течения у их общей границы. Отсюда, за исключением деталей распределения давления внутри нефтяной залежи, последняя может быть представлена как основа или источник граничных условий, налагаемых на водоносную зону. Так, отбор нефти при эксплуатации является граничным условием, определяющим расход воды из водоносной зоны. Последняя должна так саморегулироваться, чтобы обеспечить требуемый расход. Это обстоятельство, повидимому, поведет к снижению давления на разделе воды и нефти. Именно это граничное давление, исправленное и измененное распределением давления внутри нефтяной залежи, связанным с перемещением нефти к забоям эксплуатационных скважин, и представляет пластовое давление нефтяного подземного резервуара. Для его определения необходимо установить сначала давление у раздела воды и нефти. При

известной геометрии водоносной области и допущении, что у наиболее отдаленной границы его давление остается постоянным, вычисление уровня, до которого должно упасть давление на водонефтяном разделе для обеспечения установившегося обводнения, равного любой заданной скорости отбора пластовой нефти, было бы несложной процедурой. Однако необходимо подвергнуть исследованию допущение об установившемся поступлении в продуктивный пласт краевых вод. Так, если принять, что непосредственно перед началом разработки нефтяной залежи давление по всей водоносной зоне постоянно, то последняя содержит на единицу мощности массу жидкости, равную

$$M = \pi f \gamma_i (r_e^2 - r_f^2), \tag{1}$$

где водоносная зона представлена кольцевой системой с внешним радиусом r_e, внутренним радиусом r_f и пористостью f; γ_i — плотность воды, соответствующая начальному равномерно распределенному давлению в водоносной зоне. Если в пласте возникает установившееся течение с плотностью γ_f при r_f, то новое содержание массы в нем будет меньше M на величину

$$\Delta M = \pi f (\gamma_i - \gamma_f) \left(\frac{r_e^2 - r_f^2}{2 \lg r_e/r_f} - r_f^2 \right). \tag{2}$$

Тогда установившийся расход массы всей системы будет

$$Q = \frac{2\pi k \Delta\gamma}{\mu\kappa \lg r_e/r_f}. \tag{3}$$

Если принять $r_f \ll r_e$, то порядок величины времени, необходимого для перемещения массы ΔM, будет

$$t = \frac{\Delta M}{Q} \sim \frac{f\mu\kappa r_e^2}{4k} = \frac{\pi f \kappa r_e^2}{4\pi k/\mu}. \tag{4}$$

При $f = 0{,}25$, $\mu = 1$ сантипуаз, $\kappa = 4{,}5 \cdot 10^{-5}/ат$, $r_e = 16{,}8$ *км*, а $\kappa = 100$ миллидарси, $t \sim 7 \times 10^7$ сек. Таким образом, для создания установившегося поступления воды потребуется около 2 лет. При таких условиях приближение на основе установившегося состояния, пренебрегающее упругостью системы, имеет, очевидно, малое значение при описании непосредственной реакции пласта на изменение плотности при r_f. Но если бы r_e составлял 1680 *м*, то $t \sim 8$ дней, и сделанное приближение не вносило бы осложнений в теорию.

Уравнение (4) показывает важные физические свойства, определяющие длительность переходного состояния. Переходное время прямо пропорционально $\pi f \kappa r_e^2$, представляющей общее

изменение массы жидкости системы на единицу падения давления. Чтобы эта величина была большой и имела значение, система должна обладать большим поровым объемом ($\pi f r_e^2$) или упругость κ должна быть ненормально высокой в зависимости от содержания в ней распределенной газовой фазы. Длительность переходного времени обратно пропорциональна k/μ, определяющей расход потока и способность, с которой изменение содержания массы жидкости может быть поглощено или удалено из системы. Отсюда переходный период имеет большую длительность в плотных пластах и он относительно короткий, если проницаемость породы высока.

Аналогичная оценка времени по порядку величины для переходного состояния систем с упругой жидкостью может быть проделана при допущении изменения граничных давлений со скоростью dp/dt. Тогда соответствующая скорость изменения содержания массы при допущении $r_f^2 \ll r_e^2$ будет

$$\frac{dM}{dt} = \pi f \bar{\gamma} \kappa r_e^2 \frac{dp}{dt}, \qquad (5)$$

где $\bar{\gamma}$ — средняя плотность жидкости. Ее отношение к установившемуся расходу при течении массы [уравнение (3)] будет

$$\frac{dM/dt}{Q} = \frac{f \bar{\mu} \bar{\gamma} \kappa^2 r_e^2 dp/dt \lg r_e/r_f}{2k\Delta\gamma} = \frac{f \mu \kappa r_e^2 \lg r_e/r_f}{2k\Delta\gamma} \frac{d\gamma}{dt}, \qquad (6)$$

где $d\gamma/dt$ — скорость изменения плотности жидкости, соответствующая dp/dt. Как видно, факторы, имеющие здесь большое значение, аналогичны уравнению (4), т. е. уравнения (4) и (6) связаны посредством выражения

$$\frac{dM/dt}{Q} = \frac{2t \lg r_e/r_f}{\Delta\gamma} \frac{d\gamma}{dt}, \qquad (7)$$

где t — значение, взятое из уравнения (4).

Уравнение (6) дает скорость рассеивания переходных явлений в системах течения. Так, для $r_e/r_f = 10$, $\Delta\gamma = 0{,}001$, $dp/dt = 0{,}068$ *ат/сутки* и других постоянных, аналогичных обозначениям в уравнении (4), уравнение (6) показывает, что $dM/dt \sim 11Q$. Таким образом, содержание массы в системе меняется в 11 раз быстрее, чем это может создать установившееся состояние расхода. Очевидно, переходные явления, возникающие из упругости жидкости, должны здесь подробно учитываться.

Эти соображения показывают, что в протяженных пластах площадью несколько десятков квадратных километров нельзя пренебрегать влиянием упругости, а также подтверждают допу-

стимость приложения установившихся состояний при математических обработках систем течения однородной жидкости к отдельным скважинам. Если принять радиус влияния отдельной скважины 168 *м* и упругость нефти $2{,}25 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат*, то уравнение (4) дает время порядка 10 час. для поглощения или удаления изменения в содержании массы благодаря установившемуся течению при $k = 100$ миллидарси, $\mu = 1$ сантипуаз, $f = 0{,}25$. Уравнение (6) означает, что при изменении давления на 0,068 *ат/сутки* dM/dt меньше $0{,}1Q$, если $r_e/r_f \sim 2600$. Поэтому и не должно быть большой погрешности в применении трактовки подобных систем путем установившихся состояний. Если возникают изменения в граничных условиях, то должно существовать удовлетворительное приближение для выражения, связанного с этим временем и представленное непрерывной последовательностью установившихся состояний, причем каждое из них описывается соответствующими мгновенными граничными значениями. Если пористая среда содержит диспергированную в воде газовую фазу, то упругость воды может значительно возрасти, а переходные состояния так растянуться, что трактовка путем установившихся состояний становится недействительной. При подвижности газовой фазы представление об однородности потока по существу не подходит и следует принять во внимание многофазный характер течения.

Из приведенного разбора не следует, что все водоносные области, прилегающие к нефтяным пластам, так велики, что обладают, по необходимости, устойчивой водонапорной способностью замещать всю извлекаемую нефть из нефтяных подземных резервуаров. Во многих случаях водоносные зоны действительно обладают такой протяженностью, что их можно считать бесконечными на протяжении всего периода разработки прилежащей нефтяной залежи. В других случаях эти водяные зоны могут быть настолько ограничены размерами, что их максимальная возможная производительность за счет объемного расширения выявляется задолго до того, как будет извлечена вся нефть из пласта. Например, в месторождении Мидвей в Арканзасе оказалось необходимым производить закачку воды в пласт для поддержания эффективного водонапорного режима с целью получения желательного отбора нефти из пласта. Одним из наиболее важных этапов исследования естественных водонапорных нефтяных пластов является анализ геометрии и пропускной способности связанных с ними водоносных зон. Поэтому остановимся на разборе давления и изменения расхода водоносных областей различных типов, рассматривая их моделями комплексных систем, нефтеносных и водоносных. Основное уравнение, описывающее однофазное течение упругих жидкостей, следующее:

$$a \nabla^2 \gamma = \frac{\partial \gamma}{\partial t}; \quad a = \frac{k}{f \kappa \mu};$$

принимается [1], что плотность γ связана с давлением [2] p выражением

$$\gamma = \gamma_0 e^{\kappa p}, \tag{9}$$

где γ_0 — плотность при атмосферном давлении; a — аналог коэффициента диффузии в системах теплопередачи или диффузии, которые описываются уравнением, подобным уравнению (8). Расход при течении массы в системах со сжимаемой жидкостью дан посредством

$$\gamma \bar{v} = -\frac{k}{\mu}\gamma \nabla p = -\frac{k}{\mu\kappa}\nabla\gamma = -af\nabla\gamma. \tag{10}$$

Анализ формально проводится в выражениях функции плотности γ. Однако физическое истолкование получаемых результатов обычно дается через перепады давления Δp, подсчитанные из уравнения

$$\Delta p = \frac{\Delta\gamma}{\gamma\kappa}, \tag{11}$$

выведенного из уравнения (9).

Из уравнения (8) можно отметить, что, выражая независимые переменные времени и координаты безразмерными единицами, время принимает вид

$$\bar{t} = \frac{at}{r_0^2} = \frac{kt}{f\kappa\mu r_0^2}, \tag{12}$$

где r_0 — линейный размер системы. Именно это комплексное значение $\bar{t}$ определяет переходные состояния времени.

На численное значение t при постоянном $\bar{t}$ влияют физические и геометрические постоянные системы, как это видно из уравнения (4), полученного независимо для масштаба времени переходных явлений. Уравнение (12) может быть применено непосредственно для получения условий, при которых упругость и переходные явления представляют существенную часть состояния течения.

Для удобства и простоты большая часть аналитического разбора в последующих параграфах посвящена двухразмерным системам радиального течения. Это не значит, что все водонос-

---

[1] Уравнение (9) означает сжимаемость жидкости (упругость), независимую от давления. Эта формулировка не является строго справедливой для естественных жидкостей; κ следует считать средним значением упругости по всему интервалу давления. Введенное, таким образом, приближение не дает осложнений для практического применения, так как изменение κ обычно мало и, кроме того, входит в большинство численных уравнений в комбинации с a [уравнение (8)], которое включает средние значения пластового объема κ/f и средние давления для μ. Фактически медленное увеличение μ с давлением (выше точки насыщения) может больше, чем компенсировать уменьшение κ.

[2] Принятая формулировка, что p — манометрическое давление, не имеет значения, так как все выведенные количества, включающие давление, относятся к перепадам последнего.

ные пласты строго кольцевидны или обладают радиальной симметрией. Геометрия цилиндра составляет удобную основу для приближения ко многим водоносным пластам, а также хорошо демонстрирует основные физические характеристики течения. Кроме того, точное понимание анализа для радиальных систем помогает строить соответственные решения для пластов, где более подходящими могут быть линейные или другие геометрические изображения. Отсюда уравнение, решения которого составляют большую часть рассуждений, представлено уравнением (8) в цилиндрических координатах:

$$\frac{a}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial \gamma}{\partial r}\right)=\frac{\partial \gamma}{\partial t}. \tag{13}$$

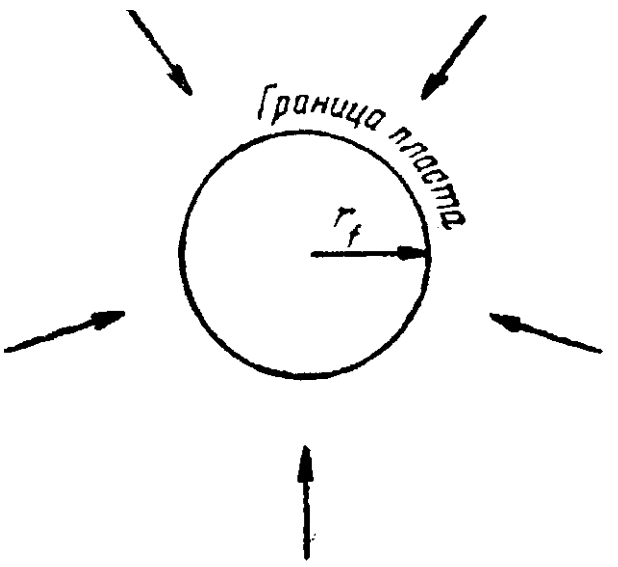
Наконец, следует отметить, что в последующем анализе учитывается лишь расширение, обусловленное упругостью жидкости [уравнение (9)], но дополнительный эффект, создаваемый упругостью самой среды, входит также свободно в этот анализ. Можно показать, что если считать пористую среду и содержащуюся в ней жидкость упругими, то соответствующее дифференциальное уравнение тождественно с уравнением (8). Это уравнение будет отличаться тем, что в коэффициенте a член κ следует рассматривать как сумму эффективной упругости жидкости, породы и любого эквивалентного упругого расширения жидкого содержания в прослойках сланцев и глин, которые иным путем не могут быть включены в основную систему течения.

Результирующее расширение комплексной системы породы и жидкости при умножении ее на соответствующие постоянные обозначается «коэффициентом емкости». Оно объясняет переходное поведение водонапорных питающих систем. Исследование последних показывает, что доля расширения жидкости в структуре породы и включенных в ней глинистых слоев может быть выше, чем у воды. Однако весьма сомнительно, чтобы в большинстве водоносных горизонтов и нефтеносных коллекторов, составляющих подземные резервуары с водонапорным режимом, могли возникнуть подобные условия.

Численное значение κ выбирается в зависимости от частного применения; κ всегда связан с другими физическими параметрами коэффициента a, точное значение которых редко известно. Поэтому коэффициент a можно считать комплексной эмпирической постоянной, отражающей результирующее расширение, вызванное отдельными факторами, могущими иметь большое значение при решении данной проблемы. Однако в численном разборе гипотетических систем используются значения κ только для жидких фаз, так как участие других источников упругого расширения заранее совершенно неизвестно.

8.4. Изменение давления в водонапорных системах, питаемых водоносными резервуарами бесконечной протяженности. Если водоносный резервуар имеет такую протяженность, что содержа-

ние упругой жидкости в нем велико по сравнению с запасами нефти в продуктивном коллекторе, то процесс нефтедобычи может закончиться раньше, чем на отдаленных участках водоносного горизонта проявится заметное влияние отбора нефти из пласта. В этом случае взаимодействие между нефтяным и водоносным резервуарами аналогично условиям бесконечной протяженности водоносного резервуара. Системы такого типа разбираются здесь предварительно как введение в рассмотрение более реального изображения подземных резервуаров, имеющих конечную протяженность.



Фиг. 130.

Анализируемая система определяется начальными и граничными условиями (фиг. 130):

$$t=0;\quad \gamma=\gamma_i\,(p=p_i),$$
$$r=r_f;\quad 2\pi r\gamma v_r=q\,(t), \qquad (1)$$

где радиус r_f берется эквивалентным радиусу нефтяной залежи, которая предполагается круговой; p_i — начальное давление в водоносном резервуаре. В природных месторождениях с водонапорным режимом следует принимать, что расход массы у границы нефтяной зоны $q\,(t)$ представляет отбор жидкости внутри пласта, не считая отбора, замещенного расширением собственного содержания жидкости в продуктивном пласте. Из решения уравнения 8.3 (13), подчиняющегося условиям уравнения (1), плотность жидкости и давление при $r=r_f$ или на границе залежи можно определить как функцию времени. Это решение представлено следующим выражением:

$$\gamma=\gamma_i+\frac{1}{\pi^2 f r_f}\int_0^\infty \frac{e^{-au^2t}\,[J_0(ur)\,Y_1(ur_f)-Y_0(ur)\,J_1(ur_f)]\,du}{J_1^2(ur_f)+Y_1^2(ur_f)}\times$$
$$\times\int_0^t q\,(\lambda)\,e^{au^2\lambda}d\lambda, \qquad (2)$$

где J_n, Y_n — бесселевы функции порядка n соответственно первого и второго рода.

Для особого случая, где $q\,(t)$ — постоянная q_0, уравнение (2) приводится к виду:

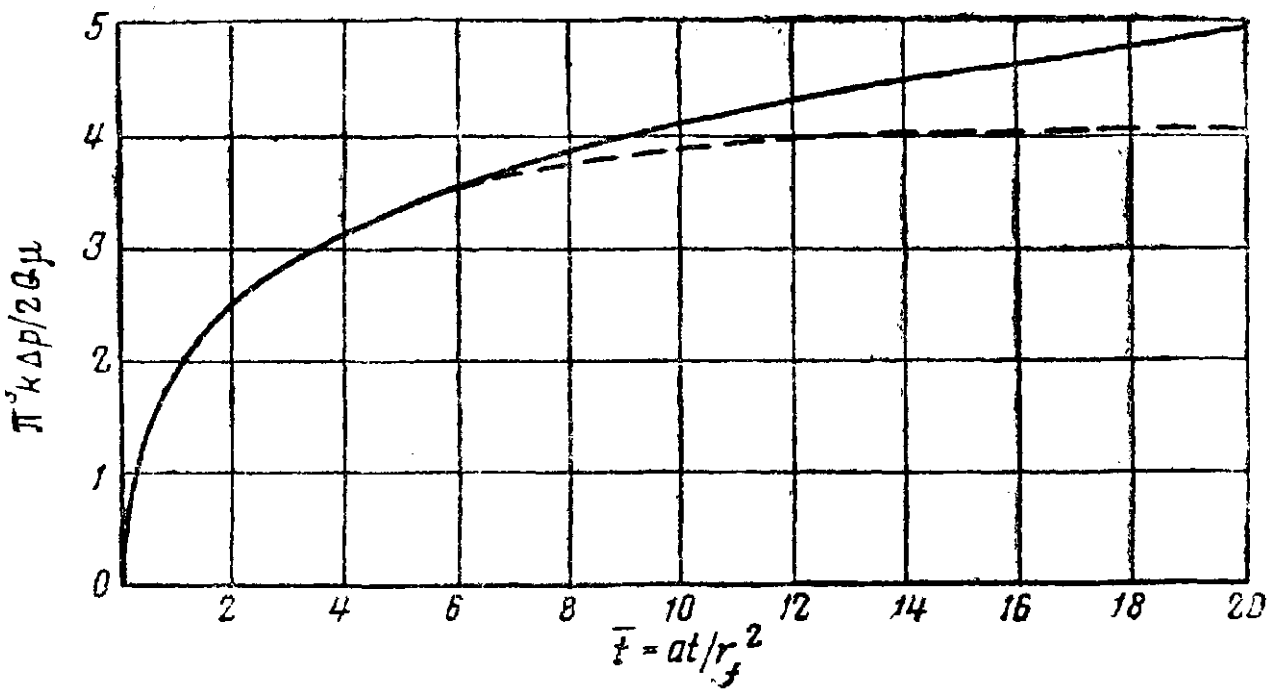
$$\gamma=\gamma_i+\frac{q_0}{\pi^2 a f r_f}\int_0^\infty \frac{(1-e^{-au^2t})\,[J_0(ur)\,Y_1(ur_f)-Y_0(ur)\,J_1(ur_f)]\,du}{u^2\,[J_1^2(ur_f)+Y_1^2(ur_f)]}. \qquad (3)$$

Поэтому у границы месторождения r_f, γ имеет значение

$$\gamma_f = \gamma_i - \frac{2q_0}{\pi^3 a f r_f^2} \int_0^\infty \frac{(1-e^{-au^2t})\,du}{u^3\,[J_1^2(ur_f)+Y_1^2(ur_f)]}\,. \qquad (4)$$

Если привести падение плотности $\gamma_i - \gamma_f$ к соответствующему падению давления $\Delta p = p_i - p_f$ и ввести безразмерную переменную времени $\bar{t}$, то уравнение (4) будет

$$\Delta p = \frac{2Q\mu}{\pi^3 k} \int_0^\infty \frac{(1-e^{-z^2\bar{t}})\,dz}{z^3\,[J_1^2(z)+Y_1^2(z)]}\,; \qquad \bar{t} = \frac{at}{r_f^2}\,, \qquad (5)$$



Фиг. 131. Расчетные кривые падения давления Δp по отношению ко времени t в безразмерном виде, отнесенные к внутренней границе водоносных пластов, для постоянного расхода воды Q на единицу мощности пласта.

r_f — радиус внутренней границы; k — проницаемость водоносного коллектора; μ — вязкость воды; κ — сжимаемость воды; f — пористость; $a = k/f\mu\kappa$. Сплошная кривая относится к водоносному коллектору бесконечной протяженности. Прерывистая кривая характеризует водоносный пласт конечных размеров, где давление поддерживается постоянным на внешнем радиусе резервуара, равном 6,3 r_f.

где Q — объемный сток на единицу мощности у r_f, но замеренный на поверхности[1], а именно q_0/γ_0. На фиг. 131 уравнение (5) построено в виде сплошной кривой в безразмерном виде и координатах $\pi^3\kappa\Delta p/2Q\mu$ и $\bar{t}$. Как показывает анализ уравнения (5), Δp вначале растет пропорционально $\sqrt{\bar{t}}$ и ассимптотически принимает логарифмическое изменение с изменением t. В противоположность приближению к установившемуся состоя-

[1] В применении к членам второго порядка в κ переход между $\Delta\gamma$ и Δp можно произвести, используя любое удобное значение γ [уравнение 8.3 (11)]. Значения расхода, представленного Q в этом и следующих параграфах, относятся к полностью цилиндрическим системам. Если подземные резервуары описаны секторами с углом ω, то уравнения, связывающие падение давления с расходом, все еще справедливы при условии, что значения Q в этих уравнениях представлены реальными значениями, умноженными на $2\pi/\omega$.

нию, рассмотренному в предыдущем параграфе, строгая стабилизация давления в данном случае отсутствует, хотя скорость падения давления непрерывно уменьшается. Этот вполне логичный вывод базируется на том, что источник отдачи жидкости водоносным резервуаром заключается в расширении содержащейся в нем воды, а это требует непрерывного падения давления. Дело в том, что водоносный резервуар бесконечной протяженности с упругой жидкостью не обладает резко очерченной пропускной способностью, которая явилась бы единицей для выражения действительных отборов, например, соотношение r из предыдущего параграфа [уравнение 8.2(8)]. Истечение из такой системы меняется во времени, даже если граничное давление на стоке поддерживается постоянным. Кроме того, оно зависит от прошлого режима, имевшегося в подземном резервуаре. Однако необходимо отметить, что Q входит в уравнение (5) по существу в виде отношения k/μ, которое является мерой пропускной способности водоносного резервуара.

Следует заметить, что с физической стороны начальная бесконечная скорость падения давления, основанная на пропорциональности Δp к $\sqrt{t}$ (фиг. 131), невозможна. Она возникает из предположения, что скорость притока воды с самого начала имеет неисчезающее постоянное значение. Это в свою очередь основывается на условном пренебрежении упругостью жидкости внутри нефтяного подземного резервуара. На практике расширение жидкости внутри нефтяного пласта всегда обеспечивает частичное замещение отбираемой при эксплуатации пластовой жидкости, так что приток воды возрастает[1] постепенно, даже если фактический отбор поддерживается строго постоянным.

К этому очень раннему этапу переходного состояния можно приблизиться, если принять начальный рост притока воды через границу месторождения линейным или параболическим.

С практической точки зрения приведенный здесь аналитический разбор достаточен, чтобы показать общие характеристики поведения подземного резервуара с водонапорным режимом, контролируемого водоносным коллектором бесконечной протяженности.

При основных допущениях и условиях, лежащих в основе уравнения (1), сплошная кривая на фиг. 131 является универсальной и применимой к любому бесконечному радиальному подземному резервуару с постоянной скоростью истечения, независимо от действительных численных значений физических и геометрических параметров. Чтобы получить представление об их

---

[1] Можно показать, что для установившегося состояния обводнения, разбираемого в параграфе 8.3, соотношение доли замещения производимых отборов водяным притоком к соответственной доле отбора за счет расширения жидкостей внутри нефтеносного пласта дается при любом давлении p отношением

$$(p_i - p)/(p - p_e).$$

численных значениях, можно ввести частные значения в безразмерные параметры. Если κ взять $4{,}5 \times 10^{-5}$ на 1 *ат*, $f = 0{,}25$, $\mu = 0{,}5$ сантипуаза, $k = 100$ миллидарси, то $a = 1{,}78 \times \times 10^{4}$ *см²/сек*. Если эквивалентный радиус $r_f = 3220$ *м*, то

$$\bar{t} = 0{,}01483t\,(\text{суток});\quad t\,(\text{суток}) = 67{,}45\bar{t}. \tag{6}$$

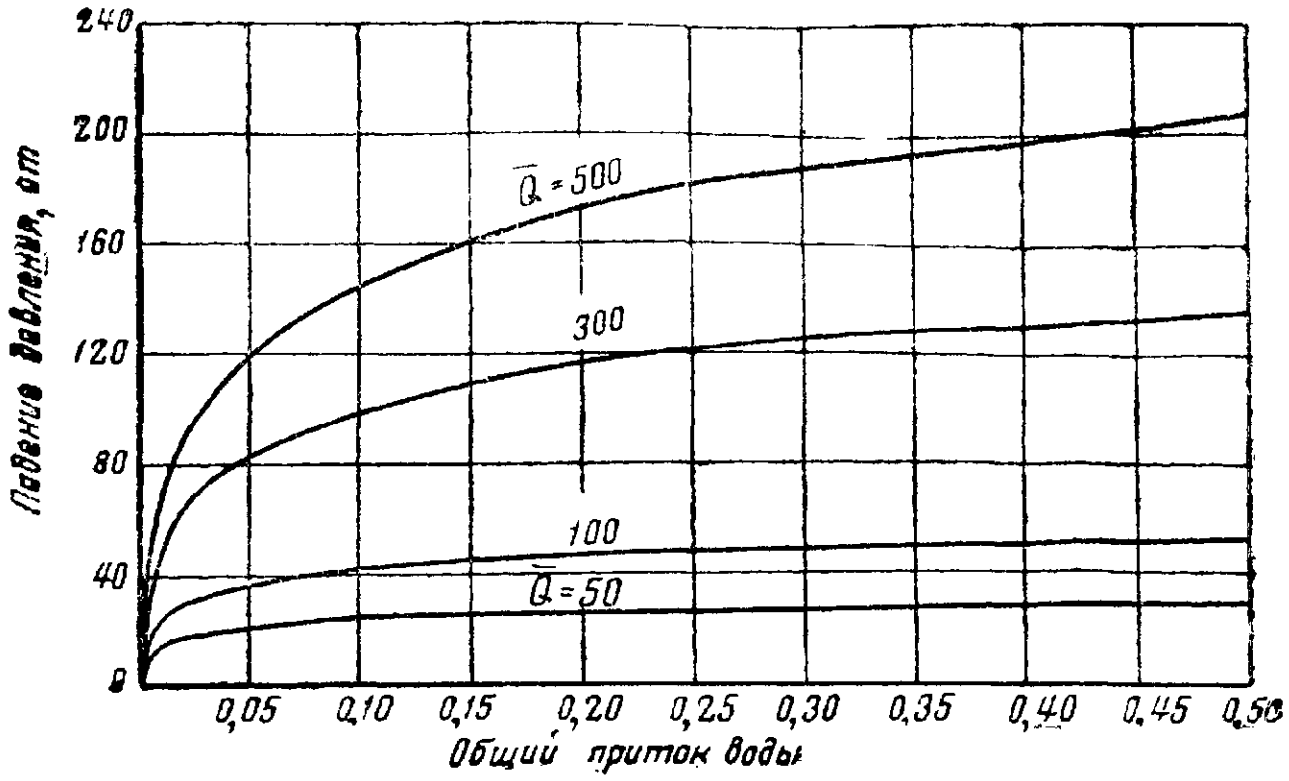
При $Q = 525$ *м³/сутки/м*:

$$\Delta p\,(am) = 21{,}46\left(\frac{\pi^3 k \Delta p}{2\mu Q}\right). \tag{7}$$

Если приложить это преобразование к сплошной кривой на фиг. 131, то найдем, что спустя 1 мес. давление на границе залежи падает на 27,2 *ат*; через 6 мес. падение давления составит приближенно 53,4 *ат*, а через 2 года оно упадет примерно на 82 *ат*. На 1 *м* мощности пласта в подземном резервуаре с радиусом 3220 *м* и 25% пористости имеется пустое пространство в 8 140 000 *м³*, которое может предположительно содержать около 5 500 000 *м³* дегазированной нефти. Падение давления в 82 *ат* наступает после вытеснения 328 000 *м³* пластовой нефти, что составляет около 6% исходного содержания дегазированной нефти в пласте. Если бы точка насыщения пластовой нефти была бы ниже начального давления в пласте на 82 *ат*, подобный механизм вытеснения нефти соответствовал бы полному замещению ее водой [1] Уравнение (5) показывает, что в любое данное время после начала разработки залежи падение давления у границы ее пропорционально дебиту притока воды Q. Для постоянного притока из водоносного резервуара Q оно возрастает в конечном счете логарифмически с увеличением суммарного дебита. Для данного суммарного поступления воды в пласт падение давления увеличивается с возрастанием дебита Q, при котором осуществляется этот приток. Если бы для рассмотренного водоносного резервуара отбор нефти из продуктивного пласта составлял 225 *м³/сутки/м*, потребовалось бы 4 года для развития общего отбора в 328 000 *м³*. Падение давления к этому времени составило бы лишь 49,3 *ат*. Аналогичные примеры можно получить из фиг. 132, где падение давления [вычисленное из уравнения (5)] было построено в зависимости от общего притока воды для постоянных значений отборов. Отборы выражены значениями $\bar{Q} = \frac{Q\mu}{k}$ в $ат^{-1}$, а общий приток — безразмерным значением $Qt/\pi r_f^2 f$, которое представляет общий дебит воды, выраженный частью порового пространства нефтяного подземного резервуара с радиусом r_f. Сжимаемость воды принята $4{,}5 \times 10^{-5}$ на 1 *ат*.

---

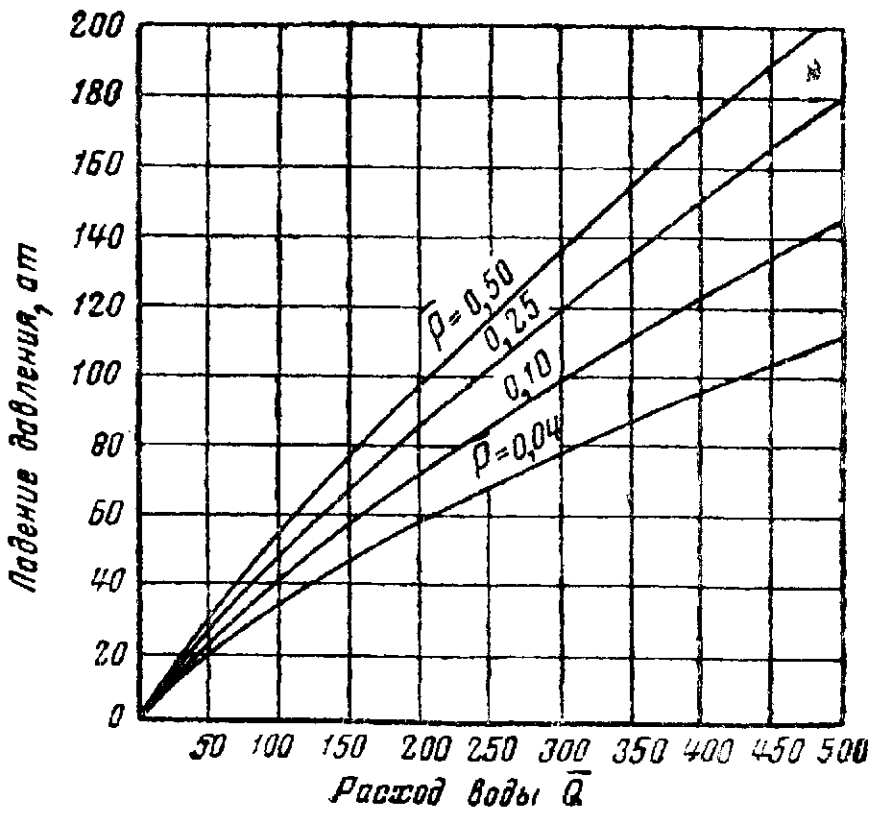
[1] Термин «полное замещение водой» применяется здесь в обобщенном смысле, хотя в численном примере более половины общих отборов обеспечивается, очевидно, расширением пластовой жидкости в течение первых 6 мес. нефтеотдачи и около 25% отборов даже в течение первых 2 лет.



Фиг. 132. Расчетные кривые падения давления для постоянных расходов воды $\overline{Q}$ на внутренней границе бесконечного водоносного резервуара в зависимости от суммарного притока краевой воды, выраженного частью порового объема нефтяного пласта, радиуса $r_f \cdot \overline{Q} = Q\mu/k$.

Q — расход воды из водоносного резервуара на единицу мощности; μ — вязкость воды; k — проницаемость водоносного коллектора. Сжимаемость воды $\kappa = 4{,}5 \cdot 10^{-5}$ на атмосферу.

На фиг. 133 показано изменение падения давления для постоянного общего притока воды в зависимости от скорости отбора воды из бесконечного водоносного резервуара. Хотя это изменение отклоняется от линейного закона, ясно, что это свойство скорости падения давления является важной характеристикой водяных резервуаров с упругой жидкостью.



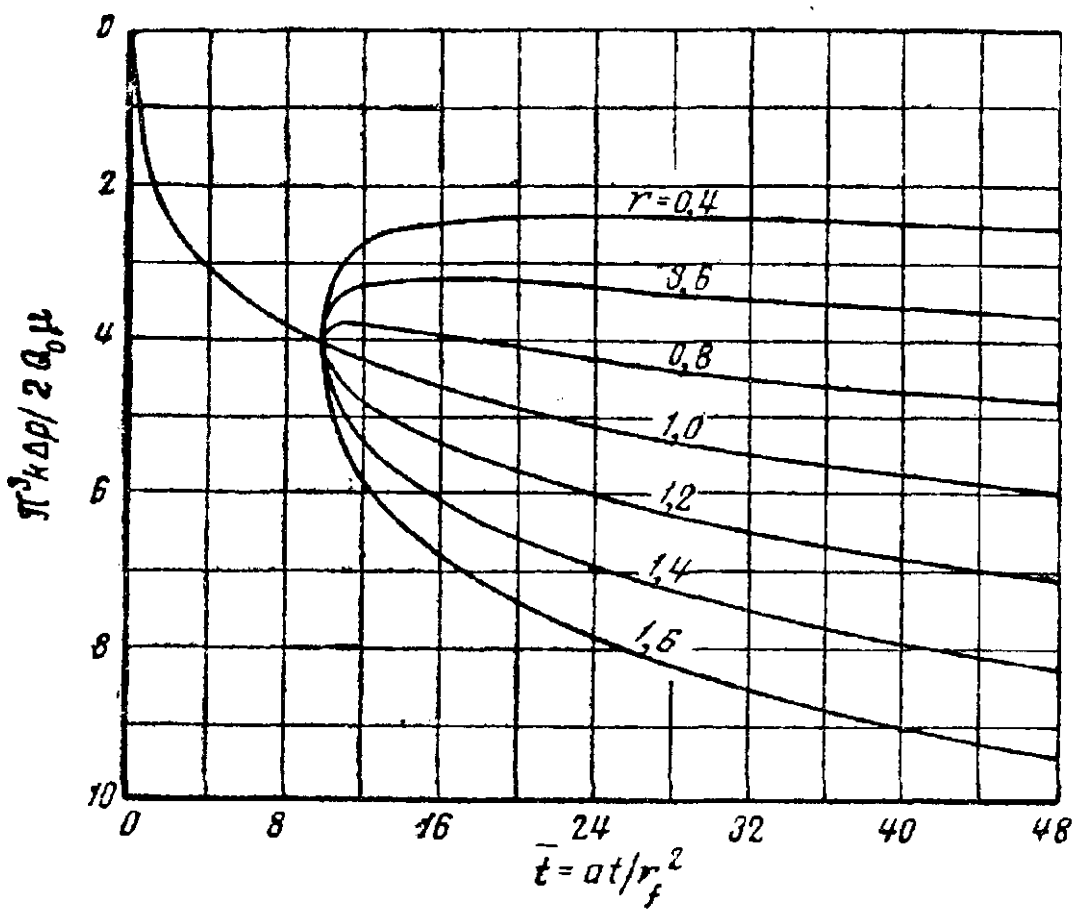
Фиг. 133. Расчетные кривые падения давления для постоянного суммарного притока воды $\overline{P}$ на внутренней границе бесконечного водоносного резервуара по отношению к расходу $\overline{Q}$; $\overline{P}$ — суммарный приток воды из водоносного резервуара, выраженный частью порового объема нефтяного пласта, радиуса r_f. Остальные обозначения взяты из фиг. 132.

Рассмотрим влияние скорости притока воды на изменение падения давления согласно фиг. 131 и 132. Если начальный постоянный расход воды Q_0 изменяется в безразмерное время t_0 до Q_1, можно показать из уравнения (2), что после происшедшего изменения падение давления у границы r следует уравнению

$$\Delta p = \frac{2\mu}{\pi^3 k} [Q_0 I(\overline{t}) + (Q_1 - Q_0) I(\overline{t} - \overline{t}_0)], \quad (8)$$

где $I(\bar{t})$ — интеграл уравнения (5). Первый член уравнения (8) представляет запроектированное изменение падения давления при расходе Q_0. Второй член показывает эффект изменения расхода. Если Q_1 превосходит Q_0, то падение давления усиливается. Если Q_1 меньше Q_0, падение давления снижается.

На фиг. 134 нанесено уравнение (8) в безразмерном виде, т. е. $\pi^3 k\Delta p/2\mu Q_0$ по отношению к t для постоянных значений



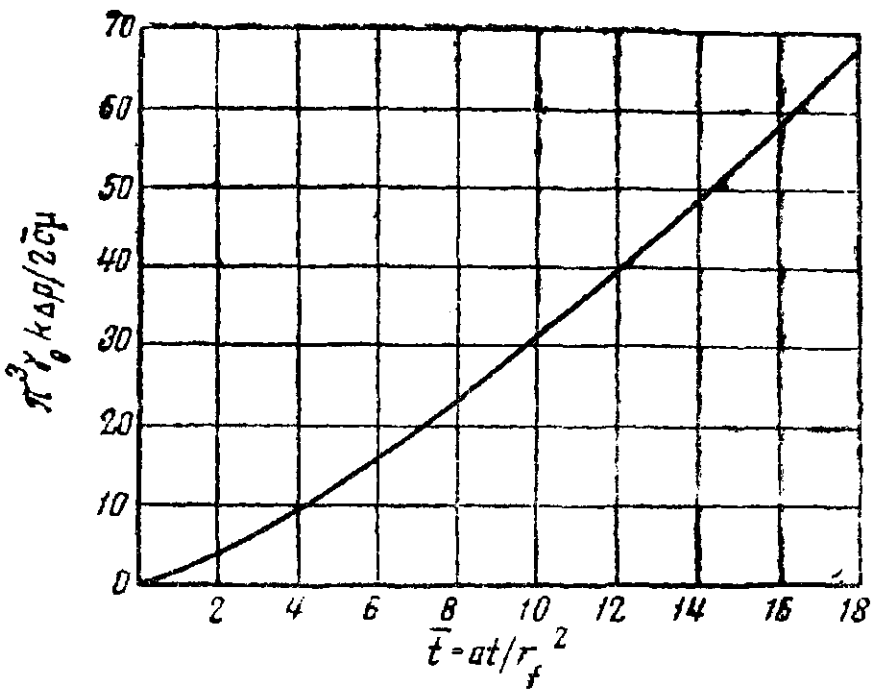
Фиг. 134. Расчетные кривые падения давления Δp в зависимости от времени $\bar{t}$, построенные в безразмерном виде, для внутренней границы бесконечного водоносного резервуара с начальным расходом Q_0 и расходом Q_1 после времени $\bar{t} = 10$.

μ — вязкость воды; κ — сжимаемость воды; k — проницаемость водоносного резервуара; f — пористость; r_f — внутренний радиус водоносного резервуара; $r = Q_1/Q_0$; $a = k/f\mu\kappa$..

соотношения Q_1/Q_0, обозначенного r; причем предполагается, что изменение от Q_0 к Q_1 наступает при $\bar{t} = 10 = t_0$. В противоположность аналогичной безразмерной зависимости на фиг. 131 для постоянного расхода Q начало координат на фиг. 134 установлено в верхнем левом углу, так что кривые идут параллельно (за исключением масштабного коэффициента) кривым фактического падения давления, которое можно подсчитать для рассматриваемых значений физических постоянных. Отсюда видно, что непосредственная реакция на изменение в скорости притока воды аналогична подсказанной теорией установившихся состояний (фиг. 129). Однако стабилизации давления здесь не наступает, а, наоборот, падение давления сохраняет ускоренный темп с увеличением скорости отбора воды ($r > 1$). Если скорость отбора снижается ($r < 1$), то рост давления достигает максимума, а затем начинает снова падать, хотя и с меньшей скоростью, чем

при неизменном темпе отбора. Как и следует ожидать, величина и длительность повышения давления возрастают со снижением скорости отбора воды из водоносного пласта.

Допущение постоянной скорости притока из водоносного резервуара в течение длительного периода после начала эксплуатации продуктивного пласта с практической точки зрения, разумеется, совершенно искусственно. При естественной разработке нефтяных месторождений общий пластовый дебит нефти непрерывно возрастает с бурением дополнительных скважин, пока не будет достигнуто максимальное допускаемое значение регулируемого дебита для месторождения. Если бы отбор нефти из продуктивного пласта был постоянным с начала разработки, то вызванная этим отбором скорость притока воды из водоносного резервуара все равно возрастала бы постепенно от нуля. Такая обстановка имела бы место, даже если бы в нефтяном пласте наблюдался режим растворенного газа и замещение добываемой нефти газом, или же расширение пластовых жидкостей при условии, что они недонасыщены газом.



Фиг. 135. Расчетная кривая падения давления Δp в зависимости от времени $\bar{t}$, построенная в безразмерном виде, для внутренней границы бесконечного водоносного резервуара с проницаемостью k и для линейно нарастающего расхода воды в продуктивный пласт.

rf — внутренний радиус водоносного резервуара; γ_0 — плотность воды; μ — вязкость воды; $a = k/f\mu\kappa$; f — пористость; κ — сжимаемость воды; $c = cr_f^2/a$ — константа повышения скорости расхода массы воды.

Наиболее простым приближением к линейной скорости увеличения расхода является применение уравнения (2). Так, если расход массы выразить

$$q = ct = \bar{c}\bar{t}; \quad \bar{c} = \frac{cr_f^2}{a}, \tag{9}$$

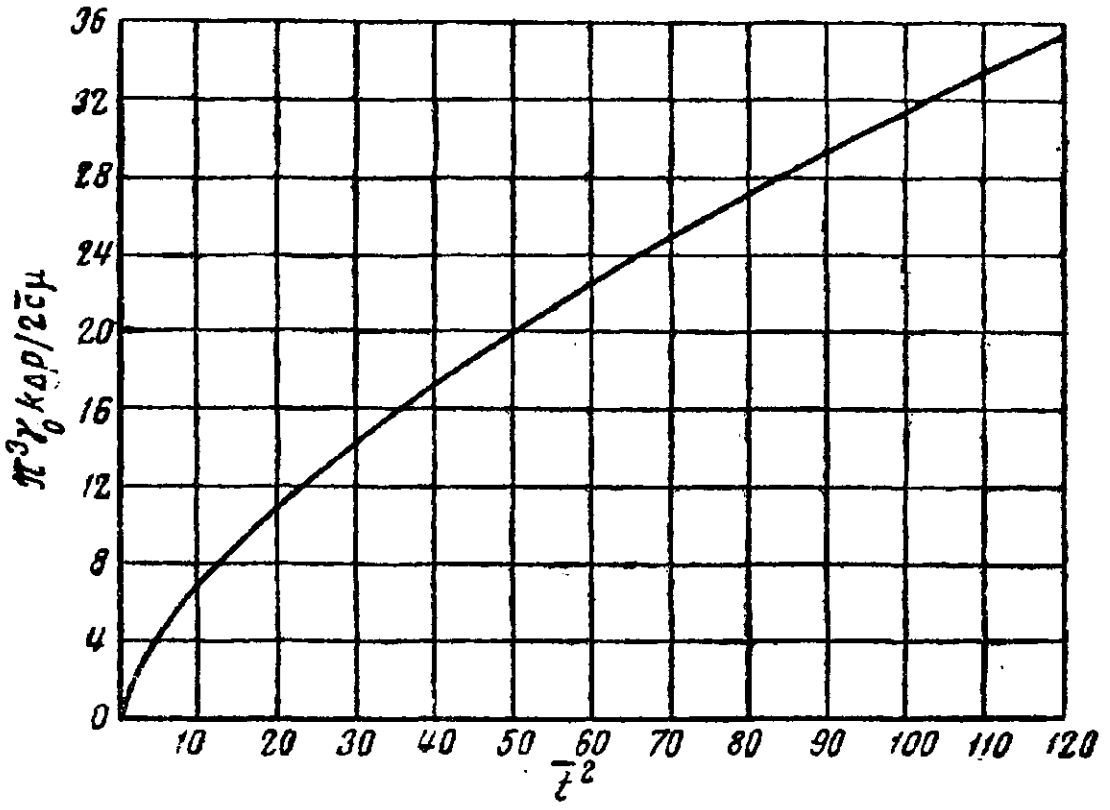
можно показать, что падение давления у r_f дается

$$\Delta p = \frac{2\bar{c}\mu}{\pi^3\gamma_0 k}\int_0^{\bar{t}} I(\bar{t})\, d\bar{t}, \tag{10}$$

где $I(\bar{t})$ интеграл уравнения (5).

Интеграл уравнения (10) или значение $\pi^3\gamma_0 k\Delta p/2\bar{c}\mu$ построен на фиг. 135 по отношению к $\bar{t}$. Как и следует ожидать, падение давления здесь возрастает постепенно со временем. Фиг. 135 показывает, что кривая падения давления имеет выпук-

лость в противоположность вогнутости для кривых падения давления, где скорость притока возникает при неисчезающем значении (фиг. 134). Однако падение давления, будучи нанесено как функция общего притока, вновь имеет выпуклую кривую, как указано на фиг. 136, где абсциссой является t^2, что пропорционально суммарному дебиту воды, поступающему в продуктивный пласт.



Фиг. 136. Расчетные кривые падения давления Δp в зависимости от $\bar{t}^2$ для внутренней границы бесконечного водоносного резервуара при линейно нарастающем расходе воды в продуктивный пласт; $\bar{t}^2$ пропорционально суммарному притоку воды. Остальные обозначения взяты из фиг. 135.

8.5. Водоносные резервуары бесконечной протяженности с радиальной симметрией и заданными давлениями на круговом контуре вода — нефть. В большинстве теоретических обработок систем с водонапорным режимом поставленная проблема увязывает в значительной степени давление с заданным отбором воды из водоносного резервуара. Тем не менее полезно рассмотреть также и обратную задачу. Она включает определение давления у начальной границы воды и нефти вместе с исходным распределением давления, а также вычисление расхода воды через границу, связанного с изменением давления. Если водоносный резервуар считать однородным проницаемым коллектором бесконечной протяженности и принять, что исходная равномерная плотность воды — $\gamma_i(p_i)$, то общее распределение плотности в любое время t для изменения плотности у r_f, выраженной функцией $f(t)$, может быть дано уравнением

$$\gamma = \gamma_i [1 - v_0(r, t)] + \int_0^t f(\lambda) \frac{\partial v_0(t-\lambda, r)}{\partial t} d\lambda, \qquad (1)$$

где

$$\left.\begin{aligned} v_0(r, t) &= 1 + \frac{2}{\pi}\int_0^\infty \frac{e^{-au^2t}U(u, r)\,du}{u\,[J_0^2(ur_f) + Y_0^2(ur_f)]}, \\ \text{и}\qquad U(u, r) &= J_0(u, r)\,Y_0(ur_f) - J_0(ur_f)\,Y_0(ur); \end{aligned}\right\} \qquad (2)$$

$v_0(r, t)$ — решение уравнения 8.3 (13), которое удовлетворяет условиям

$$v_0(r, 0) = 0; \quad v_0(r_f, t) = 1.$$

Если к $f(t)$ найти приближение при помощи ступенчатой функции, например,

$$f(t) = f_n; \quad t_n \leqslant t \leqslant t_{n+1}; \quad t_0 = 0, \qquad (3)$$

то уравнение (1) может быть приведено к виду

$$\left.\begin{gathered} 0 \leqslant t \leqslant t_1; \quad \gamma = \gamma_i - (\gamma_i - f_0)\,v_0(r, t); \quad t_1 \leqslant t \leqslant t_2; \\ \gamma = \gamma_i - (\gamma_i - f_0)\,v_0(r, t) - (f_0 - f_1)\,v_0(r, t - t_1); \\ t_2 \leqslant t \leqslant t_3; \\ \gamma = \gamma_i - (\gamma_i - f_0)\,v_0(r, t) - (f_0 - f_1)\,v_0(r, t - t_1) - \\ - (f_1 - f_2)\,v_0(r, t - t_2) \\ \text{и т. д.} \end{gathered}\right\} \qquad (4)$$

Объемный расход воды на единицу мощности[1] через r_f имеет тогда следующее значение:

$$\left.\begin{gathered} 0 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_1; \quad Q = \frac{2\pi k}{\mu}(p_1 - p_0)\,F(\bar{t}); \quad \bar{t}_1 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_2; \\ Q = \frac{2\pi k}{\mu}\,[(p_i - p_0)\,F(\bar{t}) + (p_0 - p_1)\,F(\bar{t} - \bar{t}_1)]; \quad \bar{t}_2 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_3; \\ Q = \frac{2\pi k}{\mu}\,[(p_i - p_0)\,F(\bar{t}) + (p_0 - p_1)\,F(\bar{t} - \bar{t}_1) + \\ + (p_1 - p_2)\,F(\bar{t} - \bar{t}_2)] \\ \text{и т. д.,} \end{gathered}\right\} \qquad (5)$$

где

$$\bar{t} = \frac{at}{r_f^2}; \quad \bar{t}_n = \frac{at_n}{r_f^2} \quad \text{и} \quad F(\bar{t}) = \frac{4}{\pi^2}\int_0^\infty \frac{e^{-\bar{t}z^2}dz}{z\,[J_0^2(z) + Y_0^2(z)]}. \qquad (6)$$

---

[1] Здесь не дается различия в объемах расхода при атмосферном давлении по сравнению с граничным давлением, так как они эквивалентны членам, содержащим κ.

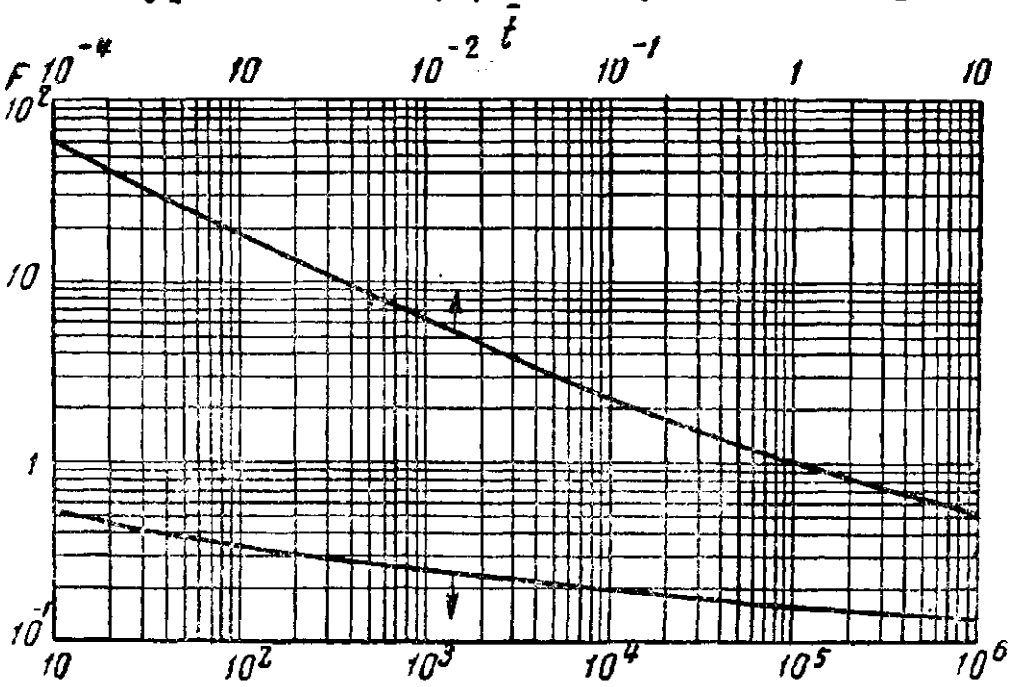
Общий приток воды в нефтяной подземный резервуар, выраженный частью порового объема коллектора, дается посредством [1]

$$
\left.
\begin{gathered}
0 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_1; \\
\frac{\int_0^t Q\,dt}{\pi f r_f^2} = \bar{P} = 2\kappa\,(p_i - p_0)\,G\,(\bar{t}); \quad \bar{t}_1 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_2; \\
\bar{P} = 2\kappa\,[(p_i - p_0)\,G\,(\bar{t}) + (p_0 - p_1)\,G\,(t - \bar{t}_1)]; \quad \bar{t}_2 \leqslant \bar{t} \leqslant t_3; \\
\bar{P} = 2\kappa\,[(p_i - p_0)\,G\,(\bar{t}) + (p_0 - p_1)\,G\,(t - \bar{t}_1) + \\
+ (p_1 - p_2)\,G\,(\bar{t} - \bar{t}_2)] \\
\text{и т. д.,}
\end{gathered}
\right\} \qquad (7)
$$

где

$$
G\,(\bar{t}) = \int_0^{\bar{t}} F\,(\bar{t})\,d\bar{t}. \qquad (8)
$$

Зависимость функции $F\,(\bar{t})$ дается на фиг. 137. Как объясняет первое из уравнений (5), полученная кривая выражает

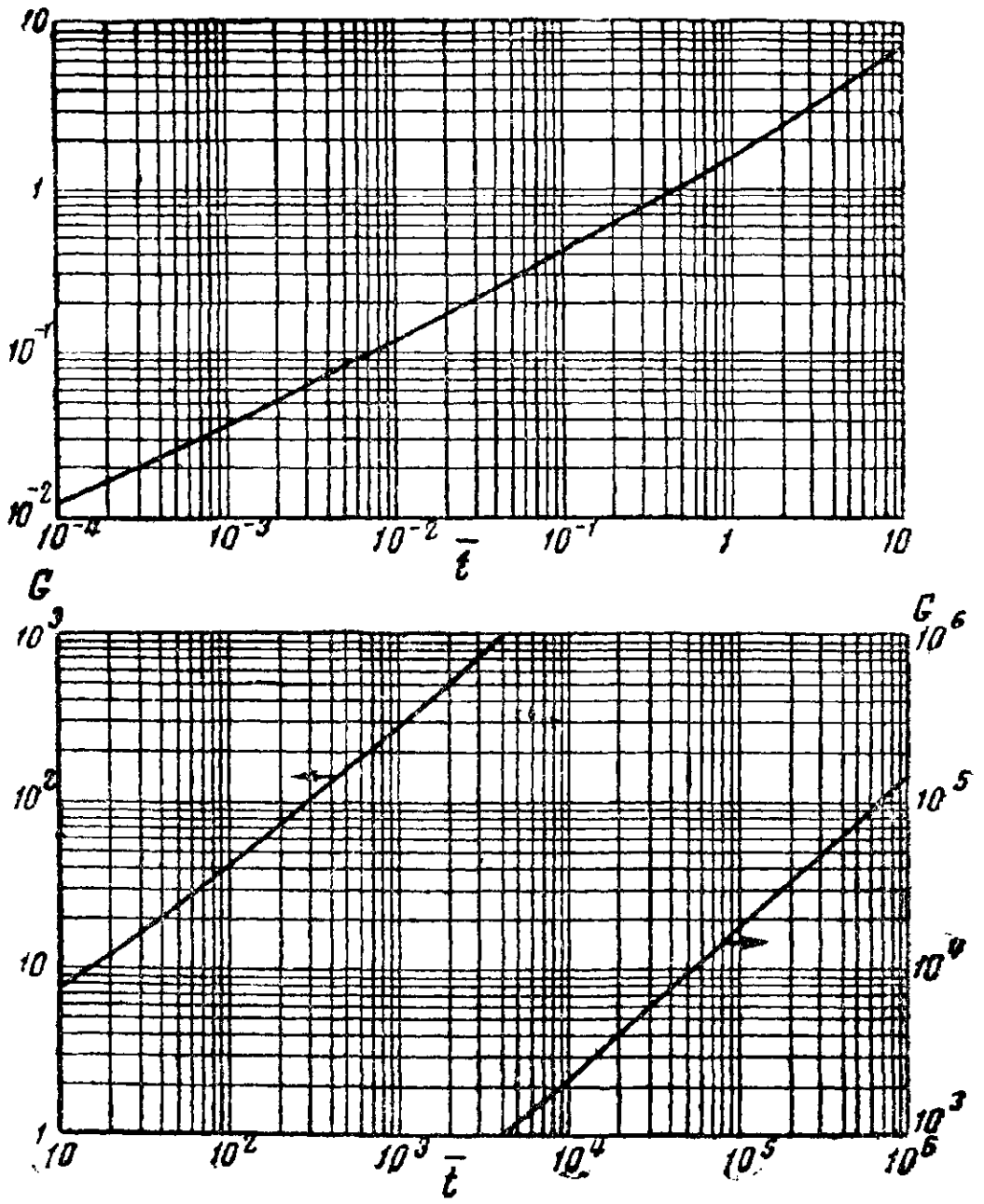


Фиг. 137. Функция $F\,(\bar{t})$.

непосредственно убывание расхода из водоносного резервуара во времени при поддержании граничного давления постоянным при p_0. По сравнению с установившейся пропускной способностью радиальной системы конечной протяженности с граничными радиусами r_e, r_f, функция $F\,(\bar{t})$ является аналогом члена $1/(\lg r_e/r_f)$, где видно, что в начальный период расход в переходной системе намного выше расхода в аналоге конечной протяженности при установившемся состоянии. Затем он непре-

[1] Предполагается, что мощность нефтяного подземного резервуара равна мощности водоносного пласта. Если это допущение неправильно, то уравнения (7), будучи умножены на $\pi f r_f^2$, все же отражают правильную величину общего поступления воды.

рывно убывает и, наконец, падает ниже значения в любой постоянной установившейся системе, хотя скорость убывания постепенно уменьшается. Это падение вызывается непрерывным отступлением радиуса, при котором наблюдается значительная реакция давления от его падения у r_f. Развитие переходного поведения расхода можно рассматривать как последовательность установившихся состояний, соответствующих возрастающим радиусам внешней границы, выраженным посредством $r_e = r_f e^{1/F}$.



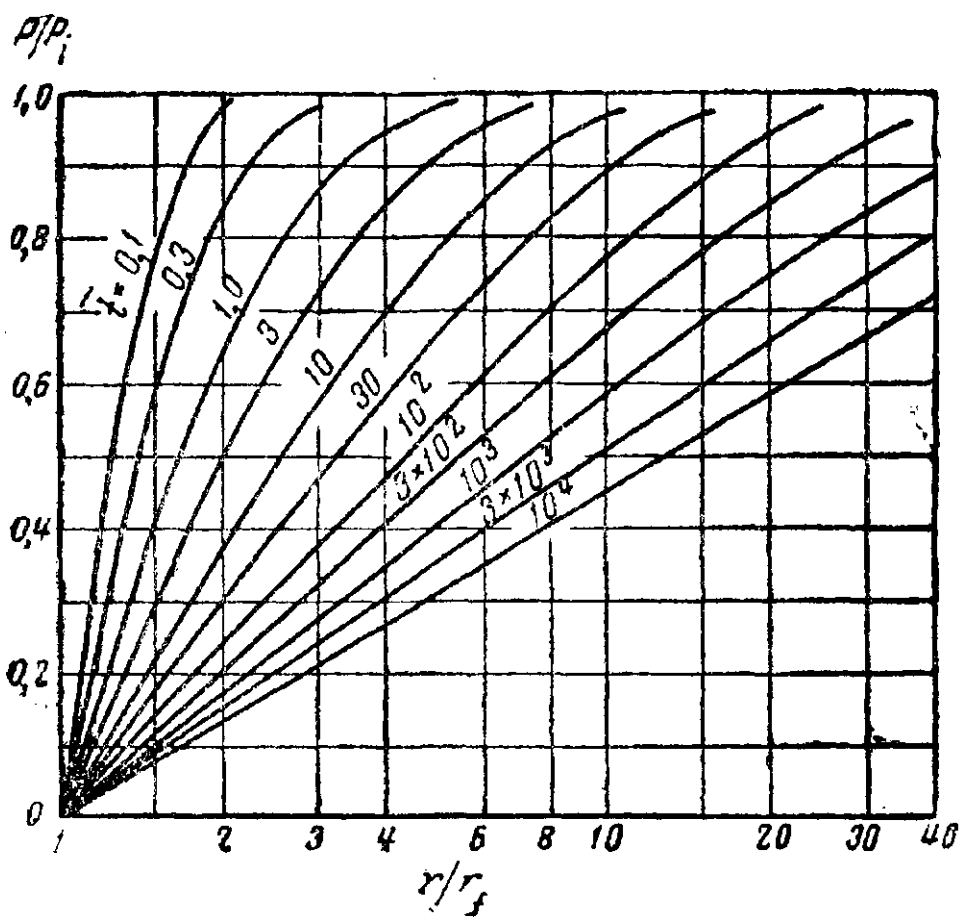
Фиг. 138. Функция $G(\bar{t})$.

При помощи соответствующего наложения элементов кривых, приведенных на фиг. 137, согласно уравнений (5) можно построить развитие притока воды для ступенчато изменяющегося граничного давления.

На фиг. 138 дается построение функции $G(\bar{t})$. Эта кривая согласно первому из уравнений (7) показывает изменение суммарного притока воды со временем при постоянном граничном давлении, где видно, что по мере увеличения $\bar{t}$ и уменьшения скорости убывания расхода общий приток воды постепенно получает приближенно линейный рост со временем. Если меняется приложенное давление у r_f и его можно дать ступенчатым приближением согласно уравнению (3), то наложение элементов

кривых (фиг. 138) аналогично уравнению (7) дает в результате развитие общего притока воды.

Изменение распределения давления внутри водоносного резервуара, вслед за внезапным снижением давления у водонефтяного раздела до p_f, данное первым из уравнений (4), приведено на фиг. 139 [1]. Ординаты на фиг. 139 представляют отношения текущего давления к начальному значению его [2] при условии, что граничное давление у $r_f = 0$, и являются функциями r/r_f для постоянных значений безразмерного времени $\bar{t}$. Необходимо отметить быстрый рост величины $\bar{t}$, необходимый для развития заметного падения давления, с увеличением r/r_f. Таким образом, 20% суммарные падения давления наступят для $r = 1{,}5\ r_f$ при $\bar{t} = 0{,}1$ и потребуется, чтобы $\bar{t} = 1000$ раньше, чем это падение будет замечено при $r = 25\ r_f$. Для численного примера, рассмотренного в параграфе 8.4, $\bar{t} = 1{,}000$ соответствует 185 годам. Для 2% падения давления при $r = 25\ r_f$ необходимо всего 18 лет.



Фиг. 139. Расчетные кривые распределения давления в бесконечном водоносном резервуаре в результате внезапного снижения давления до нуля на внутренней границе его с радиусом r_f.

p — давление на радиусе r; pi — начальное давление; $\bar{t}$ — безразмерное время $= kt/f\kappa\mu rf^2$; k — проницаемость водоносного резервуара; f — пористость; μ — вязкость воды; κ — сжимаемость воды.

Отсюда ясно, что водоносный коллектор, для которого граничные радиусы имеют соотношение 25, с практической точки зрения может быть приравнен водоносному резервуару бесконечной протяженности.

Однако при радиусе $r = 10\ r_f$ около 3% суммарного падения давления наступает примерно через 22 месяца.

Если к $f(t)$ приближаться рядом непрерывных линейных отрезков (сегментов) с наклонами f'_n так, что

$$\frac{df}{dt} = f_n'; \quad t_n \leqslant t \leqslant t_{n+1}; \quad t_0 = 0, \tag{9}$$

---

[1] Кривые на фиг. 139 взяты из исследования математически эквивалентной задачи теплопроводности и построены в несколько другом виде.

[2] Ординаты на фиг. 139 можно считать отношением избытка текущего и местного давления над граничным давлением к общему его падению, приложенному у контура нефтеносности.

можно показать, что распределения плотности могут быть выражены рядом уравнений:

$$\left.\begin{aligned}
&0 \leqslant t \leqslant t_1; \quad \gamma = f(t) - f_0' \int_0^t [1 - v_0(r, \lambda)]\, d\lambda; \\
&t_1 \leqslant t \leqslant t_2; \\
&\gamma = f(t) - f_0' \int_{t-t_1}^{t} [1 - v_0(r, \lambda)]\, d\lambda - f_1' \int_0^{t-t_1} [1 - v_0(r, \lambda)]\, d\lambda; \\
&t_2 \leqslant t \leqslant t_3; \\
&\gamma = f(t) - f_0' \int_{t-t_1}^{t} [1 - v_0(r, \lambda)]\, d\lambda - f_1' \int_{t-t_2}^{t-t_1} [1 - v_0(r, \lambda)]\, d\lambda - \\
&\quad - f_2' \int_0^{t-t_2} [1 - v_0(r, \lambda)]\, d\lambda \quad \text{и т. д.},
\end{aligned}\right\} \tag{10}$$

где v_0 — функция, определяемая уравнением (2). Объемный расход при r_f выражен тогда посредством

$$\left.\begin{aligned}
&0 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_1; \quad Q = -\frac{2\pi k}{\mu} p_0' G(\bar{t}); \\
&\bar{t}_1 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_2; \quad Q = -\frac{2\pi k}{\mu} [p_0' G(\bar{t}) + (p_1' - p_0') G(\bar{t} - \bar{t}_1)]; \\
&\bar{t}_2 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_3; \\
&Q = -\frac{2\pi k}{\mu} [p_0' G(\bar{t}) + (p_1' - p_0') G(\bar{t} - \bar{t}_1) + \\
&\quad + (p_2' - p_1') G(\bar{t} - t_2)] \quad \text{и т. д.},
\end{aligned}\right\} \tag{11}$$

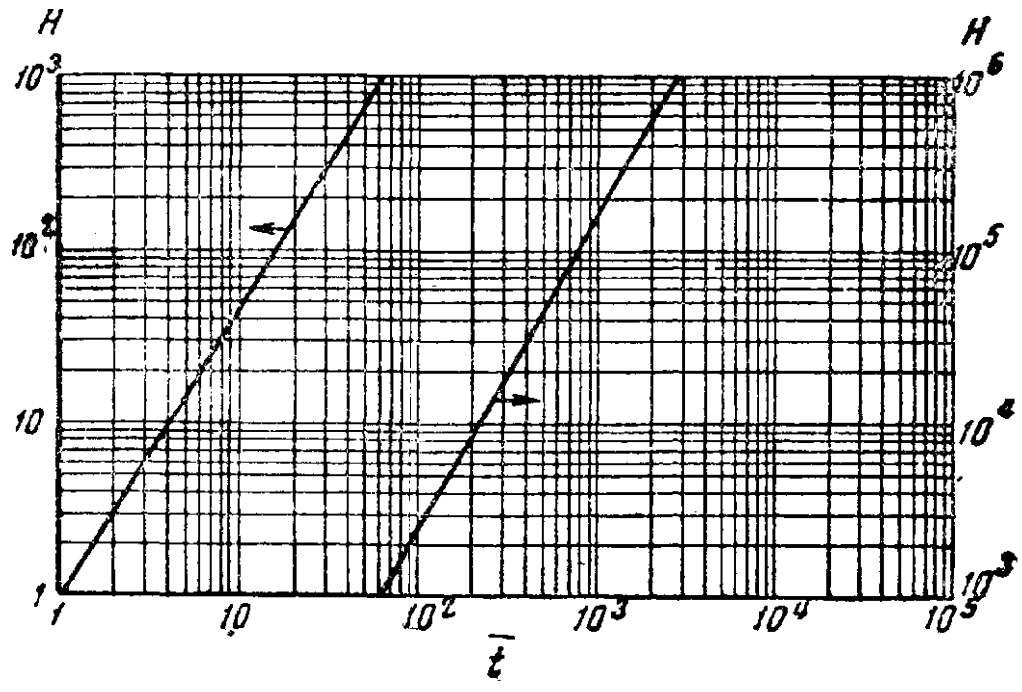
где p_n' — производные времени для действительных граничных давлений, соответствующие j'_n относительно $\bar{t}$, как переменной времени. Если ввести теперь новую функцию $H(t)$, определяемую посредством

$$H(\bar{t}) = \int_0^{\bar{t}} G(\bar{t})\, d\bar{t}, \tag{12}$$

то суммарный приток воды, выраженный частью порового объема нефтяного подземного резервуара, будет

$$\left.\begin{aligned}
&0 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_1; \quad \bar{P} = -2\kappa p_0' H(t); \\
&\bar{t}_1 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_2; \quad \bar{P} = -2\kappa [p_0' H(t) + (p_1' - p_0') H(\bar{t} - \bar{t}_1)]; \\
&\bar{t}_2 \leqslant \bar{t} \leqslant \bar{t}_3; \\
&\bar{P} = -2\kappa [p_0' H(\bar{t}) + (p_1' - p_0') H(\bar{t} - \bar{t}_1) + \\
&\quad + (p_2' - p_1') H(\bar{t} - \bar{t}_2)] \quad \text{и т. д.},
\end{aligned}\right\} \tag{13}$$

$H(\bar{t})$ нанесено на фиг. 140. Сама кривая выражает изменение суммарного притока воды со временем при условии, что граничное давление с самого начала имеет линейное убывание. Если скорость изменения давления меняется, то простое наложение согласно условиям уравнения (13) дает изменение общего притока. Для численного расчета удобнее всего применять ступенчатые приближения к изменению давления у первоначальной



Фиг. 140. Функция $h(\bar{t})$.

границы вода — нефть. Вместе с тем объемный приток воды для общих непрерывных изменений граничного давления $p(t)$ может быть выражен аналогичным способом, а именно:

$$Q = -\frac{2\pi k}{\mu} \int_0^{\bar{t}} \frac{dp(\bar{\lambda})}{d\bar{\lambda}} F(\bar{t} - \bar{\lambda})\, d\bar{\lambda}. \qquad (14)$$

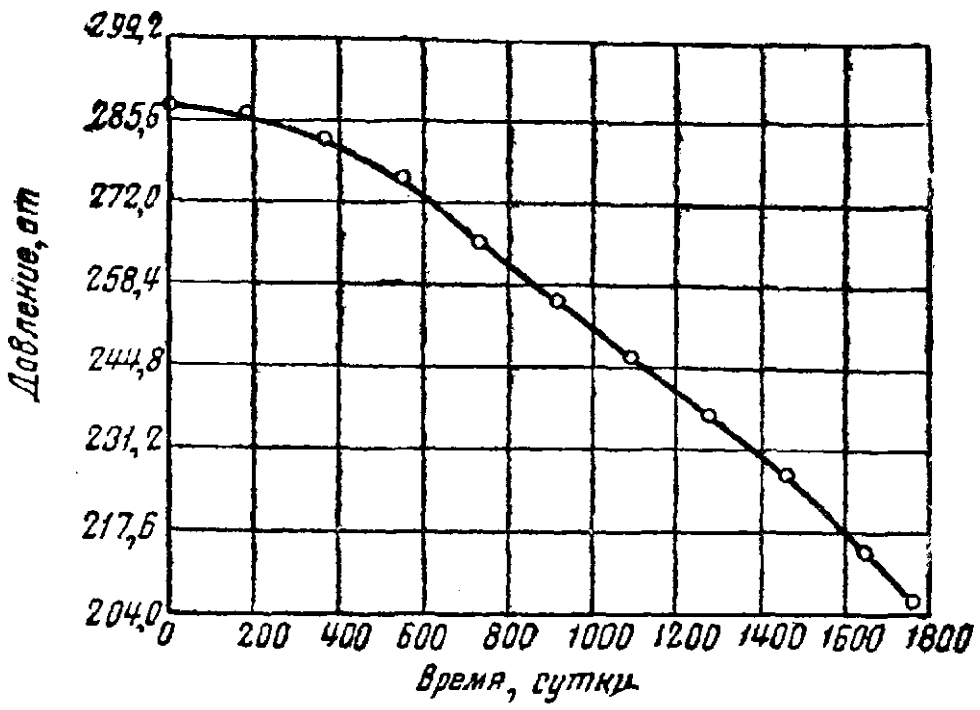
Уравнения (11), очевидно, непосредственно вытекают из уравнения (14). Общий приток воды выражен аналогично через

$$\int_0^t Q dt = -\frac{2\pi k r_f^2}{\mu a} \int_0^{\bar{t}} \frac{dp(\bar{\lambda})}{d\bar{\lambda}} G(\bar{t} - \bar{\lambda})\, d\bar{\lambda}. \qquad (15)$$

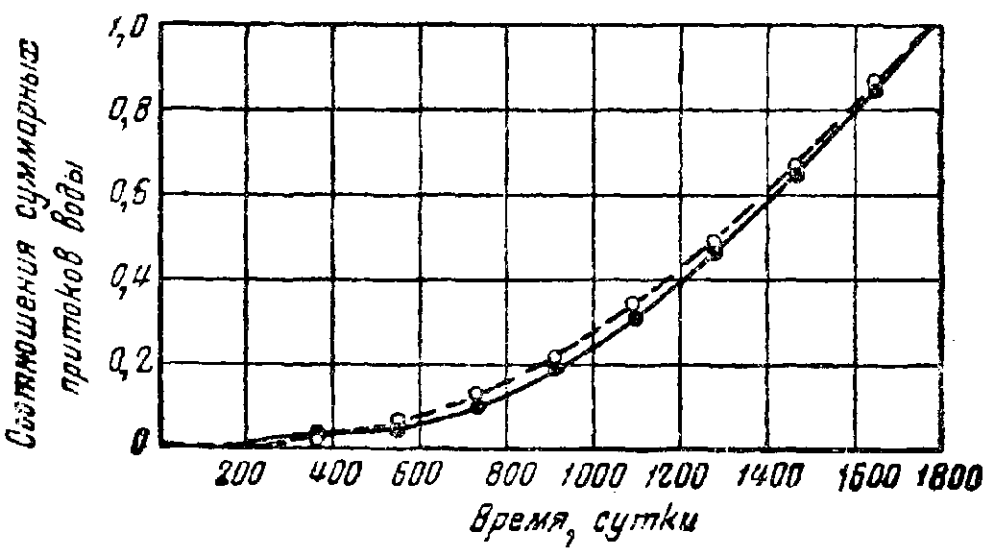
Уравнения (13) следуют из уравнения (15), когда $dp/d\bar{\lambda}$ является ступенчатой функцией.

Рассмотренный анализ был применен для подсчета притока воды в одном месторождении побережья Залива при изменении давления, указанного на фиг. 141. При допущении, что водоносный резервуар имеет бесконечную протяженность и однородность, было вычислено общее поступление воды при помощи уравнений, по существу тождественных уравнению (13). Принятые постоянные были $k/\mu = 0{,}2$; $f = 0{,}28$; κ — $4{,}5 \cdot 10^{-5}$ на 1 *ат*, так что $a = 1{,}35 \cdot 10^4$ *см*^{2}/*сек*. Радиус нефтяного подземного резервуара был 2355 *м*, так что $t = 2{,}037 \cdot 10^{-2}\ t$ (дней).

Чтобы исключить неопределенность, связанную с абсолютными значениями физических постоянных, подсчитанные расходы притока воды были выражены отношениями к величинам, вычисленным для даты последнего замера давления, т. е. $t = 1766$ дней. Результаты нанесены в виде пунктирной кривой на фиг. 142. Для сравнения был подсчитан также приток воды при помощи уравнения материального баланса [уравнение 6.7 (1)]. Эти подсчеты приведены на фиг. 142 сплошной кривой в виде отношений к значению притока соответственно при $t = 1766$ дней. В связи с ограничениями, присущими методу материального баланса, и упрощениями в описании водоносного резервуара можно считать, что между обеими кривыми на фиг. 142 существует удовлетворительное согласие. Это подтверждает правильность выполненного анализа поведения водоносного резервуара с упругой жидкостью.



Фиг. 141. Кривая истощения пластового давления на одном из месторождений побережья Залива.



Фиг. 142. Расчетная кривая притока воды соответствующая кривой истощения фиг. 141.

Сплошная кривая получена из уравнения материального баланса. Прерывистая кривая — из уравнения 8.5 (13). Ординатами являются отношения суммарного притока воды к притоку за 1766 суток.

8.6. Водоносные резервуары конечной протяженности с радиальной симметрией и круговыми водонефтяными границами. С физической точки зрения предположение о водоносном резервуаре бесконечной протяженности, повидимому, несостоятельно. Однако это допущение не должно иметь серьезного значения с практической точки зрения при условии, что суммарная способность к расширению воды в водоносном резервуаре значительно превышает вероятную объемную нефтеотдачу из подземного нефтяного резервуара. Можно ожидать, что для таких водоносных резервуаров к моменту полного вытеснения нефти из нефтяного пласта падение давления в водоносном резервуаре

даже не доходит до фактических его границ. Такой водоносный резервуар можно считать бесконечным по крайней мере в течение продуктивной жизни нефтяного месторождения.

Условия, при которых водоносный резервуар должен рассматриваться имеющим конечную протяженность, можно вывести [1], приравнивая равномерное расширение воды в водоносном резервуаре вытеснению $^3/_4$ порового объема в нефтяном подземном резервуаре. Обозначая поровые объемы в водоносном и нефтеносном подземных резервуарах через $V_в$ и $V_н$, соответственно получим требуемое эквивалентное равномерное падение давления в водоносном резервуаре:

$$\Delta p\,(am) = \frac{0{,}75\,V_н}{\kappa V_в} = 1{,}7\cdot 10^{-4}\,\frac{V_н}{V_в}\,. \qquad (1)$$

Отсюда, если объем пор водоносного резервуара в 1000 раз больше объема пор нефтеносного резервуара, расширение, возникающее от равномерного падения давления на 17 *ат* дает 75% вытеснения. Если принять логарифмический закон распределения давления в водоносном резервуаре и равенство мощности пласта в водоносной и нефтеносной зонах, можно показать, что среднее падение давления Δp налагает условие перепада давления $p_i - p_f$ между границами водоносного резервуара, определяемого приближенно из уравнения

$$p_i - p_f = \frac{\Delta p\,(V_в/V_н)\lg V_в/V_н}{(V_в/V_н) - \lg V_в/V_н}; \qquad (2)$$

так что

$$p_i - p_f = \frac{1{,}7\cdot 10^4 \lg V_в/V_н}{(V_в/V_н) - \lg V_в/V_н} \approx \frac{1{,}7\cdot 10^4 \lg V_в/V_н}{V_в/V_н}\,. \qquad (3)$$

Для отношения $V_в/V_н = 1000$, $p_i - p_f$ имеет значение 117,5 *ат*. Оказывается, если величина $V_в/V_н$ не составляет порядка 1000 или больше, падение давления на протяжении всей продуктивной жизни нефтяного пласта так велико, что конечный характер водоносного резервуара, вероятно, отражается на процессе обводнения. На ранней стадии разработки месторождения, соответствующей снижению коэффициента 0,75 [уравнение (1)], перепад давления ограничен в значительной степени близостью первоначальной границы вода — нефть, и конечная протяженность водоносного резервуара не влияет особенно на изменение давления. Однако если $V_в/V_н$ составляет величину порядка 100 или менее, уравнение (3) показывает, что желательно рассматривать водоносный резервуар с самого начала как конечную систему при условии, что эффективная упругость

---

[1] Оценки, эквивалентные указанным здесь, можно получить в основном из рассмотрения кривых переходного распределения давления на фиг. 139.

воды не слишком велика вследствие диспергированного в ней свободного газа.

Если вновь рассматривать водоносный резервуар как однородную радиальную систему, а распределение плотности, удовлетворяющее граничным и начальным условиям, будет

$$\left.\begin{gathered}\gamma = f_1(t); \quad r = r_1; \quad r\frac{\partial \gamma}{\partial r} = f_2(t); \quad r = r_2; \\ \gamma = g(r); \quad t = 0,\end{gathered}\right\} \tag{4}$$

то можно показать, что

$$\gamma = \pi \sum \frac{\alpha_n^2 J_0(\alpha_n r_1)\, U(\alpha_n r)\, e^{-a\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\alpha_n r_1) - J_1^2(\alpha_n r_2)} \left[\frac{\pi}{2} J_0(\alpha_n r_1) \int_{r_1}^{r_2} r g(r)\, U(\alpha_n r) \times \right.$$

$$\times dr - a J_1(\alpha_n r_2) \int_0^t f_1(\lambda)\, e^{a\alpha_n^2 \lambda}\, d\lambda -$$

$$\left. - \frac{a J_0(\alpha_n r_1)}{\alpha_n r_2} \int_0^t f_2(\lambda)\, e^{a\alpha_n^2 \lambda}\, d\lambda \right], \tag{5}$$

где

$$U(\alpha_n r) = Y_1(\alpha_n r_2)\, J_0(\alpha_n r) - J_1(\alpha_n r_2)\, Y_0(\alpha_n r). \tag{6}$$

α_n выбирается так, что

$$U(\alpha_n r_1) = 0. \tag{7}$$

Особый случай применения уравнений (4) и (5) представляется, когда давление у внешней границы водоносного резервуара ($r_1 = r_e$) считается постоянным ($p_e = p_i \sim \gamma_i = f_1$), а расход [$f_2(t)$] определяется у исходной границы вода — нефть ($r_2 = r$). Если начальное давление или распределение плотности равномерны [$g(r) = \gamma_i$], уравнение (5) приводится к

$$\gamma = \gamma_i - \frac{\pi a}{r_f} \sum \frac{\alpha_n J_0^2(\alpha_n r_e)\, U(\alpha_n r)\, e^{-a\alpha_n^2 t} \int_0^t f_2(\lambda)\, e^{a\alpha_n^2 \lambda}\, d\lambda}{J_0^2(\alpha_n r_e) - J_1^2(\alpha_n r_f)}. \tag{8}$$

Если $f_2(t)$ постоянная q_0, то убывание плотности при r_f выражено посредством

$$\gamma_i - \gamma_f = q_0 \lg \frac{r_e}{r_f} + \frac{2q_0}{r_f^2} \sum \frac{J_0^2(\alpha_n r_e)\, e^{-a\alpha_n^2 t}}{\alpha_n^2 [J_0^2(\alpha_n r_e) - J_1^2(\alpha_n r_f)]}. \tag{9}$$

Соответствующее падение давления у r_f будет

$$\Delta p = \frac{\mu Q_0}{2\pi k}\left\{\lg \varrho + 2\sum \frac{J_0^2(x_n\varrho)\, e^{-x_0^2 \bar{t}}}{x_n^2\left[J_0^2(x_n\varrho) - J_1^2(x_n)\right]}\right\}; \qquad (10)$$

$$\bar{t} = \frac{at}{r_f^2}; \quad \varrho = \frac{r_e}{r_f},$$

где Q_0 — объемный расход на единицу мощности, соответствующий q_0* и $x_n = \alpha_n r_f$. Уравнение (10) нанесено для $r_e/r_f = 6{,}3$ в безразмерном виде на фиг. 131 пунктирной кривой, где видно, что зависимость, выраженная уравнением (10), падает примерно до 82% от соответствующего значения для водоносного резервуара бесконечной протяженности при $\bar{t} = 20$, в то время как пунктирная и сплошная кривые совпадают примерно до $t = 5$. Это расхождение отражает допущение, лежащее в основе уравнения (10) о поддержании давления на его начальном значении у r_e. Как показывает уравнение (10), падение давления здесь ассимптотично приближается к постоянному и устойчивому значению [1]

$$\Delta p_\infty = \frac{\mu Q_0}{2\pi k} \lg \frac{r_e}{r_f}, \qquad (11)$$

которое, в единицах ординаты на фиг. 131 имеет безразмерное значение 4,54 для $r_e/r_f = 6{,}3$. Для водоносного резервуара бесконечной протяженности падение давления у r_f продолжает расти, пока давление в конце концов не достигнет атмосферного независимо от Q_0, когда поддерживать этот расход уже больше невозможно.

На фиг. 143 показано развитие установившегося распределения давления для $r_e/r_f = 6{,}3$. На этой фигуре дается соотношение избытка давления в любой точке над установившимся давлением у r_f до Δp_∞ по отношению к r/r_f для различных значений $\bar{t}$. Как видно, этот ряд кривых не зависит от абсолютного значения Q_0.

Можно вывести формальное решение основного уравнения 8.3 (13), если определить у r давление вместо расхода. Для особого случая, где плотность (давление) у внешней границы r_e поддерживается на начальном значении для водоносного резер-

---

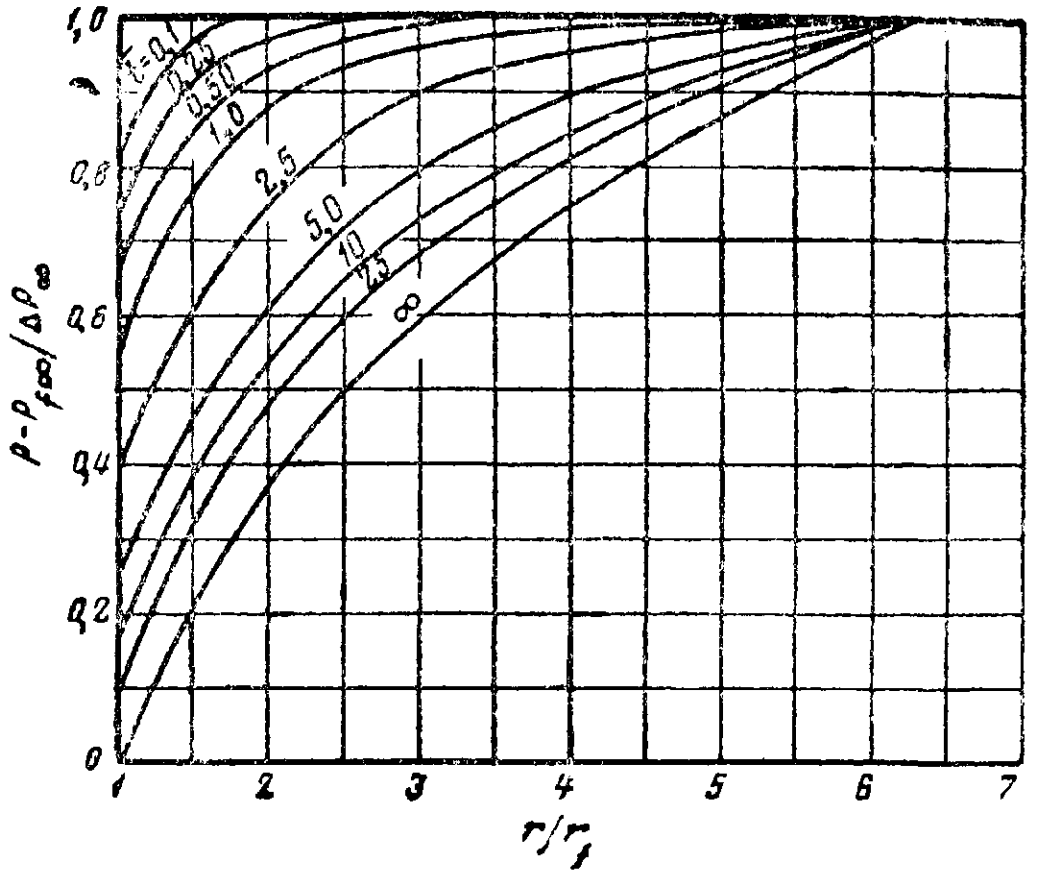
* Как и в аналогичной задаче для водоносного резервуара бесконечной протяженности, разобранной в параграфе 8.4, на практике невозможно получить в водоносном резервуаре сразу постоянную неисчезающую величину отбора Q_0, так как соответствующие отборы нефти в начале эксплуатации пласта создаются в основном расширением жидкой фазы внутри самого нефтяного подземного резервуара.

[1] Предполагается, что Q_0 ограничено максимальной установившейся пропускной способностью системы, так что $\Delta p_\infty < p_i$.

вуара в целом γ_i (p_i), а плотность у радиуса r_f постоянная γ_f (p_f), можно показать, что

$$\gamma = \frac{\gamma_i \lg r/r_f + \gamma_f \lg r_e/r}{\lg r_e/r_f} -$$

$$- \pi (\gamma_i - \gamma_f) \sum \frac{J_0 (a_n r_e) J_0 (a_n r_f) U (a_n r) e^{-a a_n^2 t}}{J_0^2 (a_n r_f) - J_0^2 (a_n r_e)}, \qquad (12)$$



Фиг. 143. Расчетные кривые переходного состояния в конечном радиальном водоносном резервуаре, приводящие к установлению стационарного распределения давления в системе, где на внутренней границе приложен внезапно постоянный расход.

$\frac{p - p_{f\infty}}{\Delta p}$ = избыток давления сверх установившегося при r_f / общий перепад давления при установившемся состоянии;

r_f — радиус внутренней границы водоносного резервуара; $r_e = 6{,}3 r_f$ — радиус внешней границы водоносного резервуара, при котором давление поддерживается постоянным; r — радиальное расстояние; $t = kt/fk\mu r_f^2$; t — время; k — проницаемость; f — пористость водоносного резервуара; μ — вязкость; κ — сжимаемость воды.

где

$$U (a_n r) = Y_0 (a_n r_e) J_0 (a_n r) - J_0 (a_n r_e) Y_0 (a_n r) \qquad (13)$$

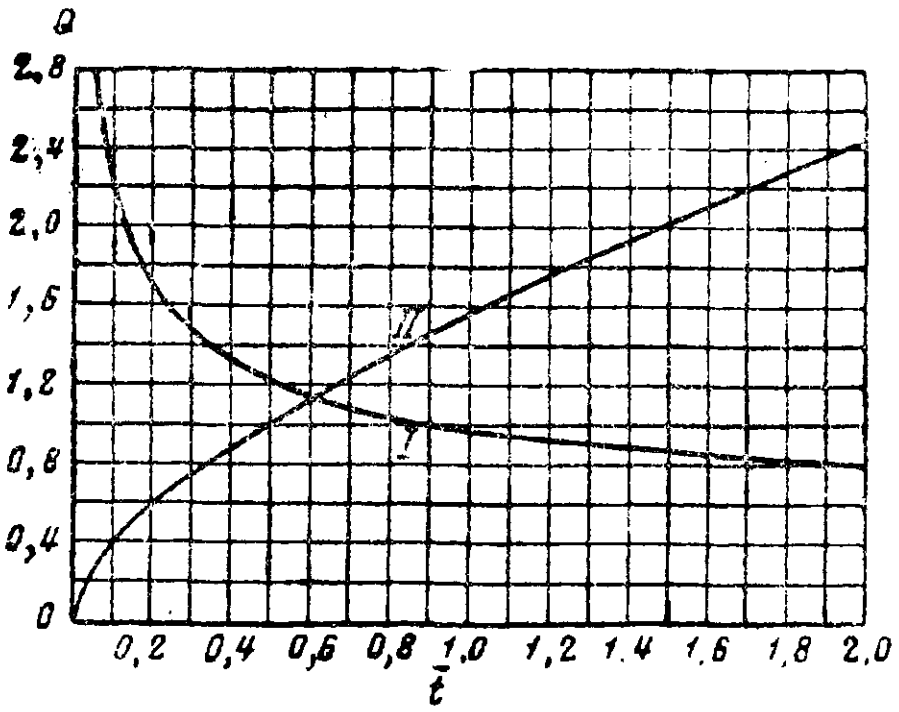
и

$$U (a_n r_f) = 0. \qquad (14)$$

Объемный расход на единицу мощности через начальную границу вода — нефть у r_f будет

$$\left. \begin{aligned} Q &= \frac{2\pi k (p_i - p_f)}{\mu} \left[\frac{1}{\lg \varrho} + 2 \sum \frac{J_0^2 (x_n \varrho) e^{-x_n^2 \bar{t}}}{J_0^2 (x_n) - J_0^2 (x_n \varrho)} \right], \\ \text{где} \quad \bar{t} &= \frac{at}{r_f^2}; \quad \varrho = \frac{r_e}{r_f}; \quad x_n = a_n r_f. \end{aligned} \right\} \qquad (15)$$

Как и следует ожидать, уравнения (12) и (15) указывают на ассимптотическое приближение к простому установившемуся распределению давления и расхода при бесконечно большом t. Переходное падение расхода, представленное скобкой в уравнении (15) для $\varrho = 5$, дается кривой I на фиг. 144. Избыток над ассимптотическим пределом $1/\lg\varrho = 0{,}62$ представляет расширение жидкости между границами r_e, r_f, которое необходимо для развития установившегося распределения давления, соответствующего члену, независящему от времени, в уравнении (12).



Фиг. 144. Расчетные кривые переходного состояния притока воды из водоносных резервуаров конечной протяженности, на внешней границе которых поддерживается постоянное давление.

Кривая I — давление на внешней границе внезапно снижается, а затем поддерживается постоянным. Кривая II — давление на внутренней границе водоносного резервуара снижается непрерывно так, что плотность жидкости падает линейно во времени; $\bar{Q}$ — безразмерный расход, даваемый выражением в квадратных скобках уравнениями 8.6 (15) и 8.6(18); $\bar{t}$ — безразмерное время.

Если плотность у r_f уменьшается линейно, например:

$$\gamma_f = \gamma_i - \varepsilon t, \qquad (16)$$

то обобщение уравнения (12) примет следующий вид:

$$\gamma = \frac{\gamma_i \lg r/r_f + (\gamma_i - \varepsilon t)\lg r_e/r}{\lg r_e/r_f} -$$

$$- \frac{\pi\varepsilon}{a} \sum \frac{J_0(a_n r_e)\, J_0(a_n r_f)\, U(a_n r)\,(1 - e^{-a a_n^2 t})}{a_n^2 [J_0^2(a_n r_f) - J_0^2(a_n r_e)]}, \qquad (17)$$

В обобщении уравнения (15) расход массы на единицу мощности пласта через первоначальную границу вода — нефть у r_f дается

$$Q = 2\pi f \varepsilon r_f^2 \left\{ \frac{\bar{t}}{\lg\varrho} + \frac{1}{4(\lg\varrho)^2} [\varrho^2 - 1 - 2\lg\varrho - 2(\lg\varrho)^2] - \right.$$

$$\left. - 2 \sum \frac{J_0^2(x_n\varrho)\, e^{-x_n^2 \bar{t}}}{x_n^2 [J_0^2(x_n) - J_0^2(x_n\varrho)]} \right\}. \qquad (18)$$

Член в фигурных скобках, или $Q/2\pi f\varepsilon r_f^2$, приведен кривой II на фиг. 144 для $\varrho = 5$. Здесь расход начинается у нуля и после начального быстрого подъема линейно увеличивается в основном со временем соответственно линейно уменьшающемуся граничному давлению у r_f.

Для физической системы с постоянными, принятыми в параграфе 8.4, а именно: $\kappa = 4{,}5 \cdot 10^{-5}$ на 1 *ат*, $f = 0{,}25$; μ — 0,5 сантипуаза и $k = 100$ миллидарси, $\bar{t} = 1$, на фиг. 144 получается 67,45 дней. Для кривой I значение ординаты *1* соответствует 11 *м³/сутки/м* при 1 *ат* перепада давления. Для кривой *II* значение *1* для выражения в фигурных скобках с теми же физическими постоянными дает расход 50,4 *м³/сутки/м* пласта для падения давления у r_f (3620 *м*) = 0,068 *ат/сутки*. При изменении основных физических постоянных эти масштабные коэффициенты пропорционально меняются.

Уравнение (5) применимо также, если определить расход $f_2(t)$ у внешней границы водоносного резервуара r_e, а плотность или давление $f_1(t)$ у границы вода — нефть r_f. Для особого случая, когда водоносный резервуар имеет конечную протяженность и замкнут, $f_2(t) = 0$* и $f_1(t)$ имеет постоянное значение γ_f, уравнение (5) приводится к виду:

$$\gamma = \gamma_f - \pi(\gamma_i - \gamma_f) \sum \frac{J_0(\alpha_n r_f) J_1(\alpha_n r_e) U(\alpha_n r) e^{-a\alpha_n^2 t}}{J_0^2(\alpha_n r_f) - J_1^2(\alpha_n r_e)}, \qquad (19)$$

где γ_i — допущенное начальное равномерное распределение плотности. Падение давления у замкнутой границы резервуара будет

$$p_e - p_f = \frac{2(p_i - p_f)}{\varrho} \sum \frac{J_0(x_n) J_1(x_n \varrho) e^{-x_n^2 \bar{t}}}{x_n [J_0^2(x_n) - J_1^2(x_n \varrho)]} \qquad (20)$$

в обозначении уравнения (15) и с x_n — корнем от уравнения

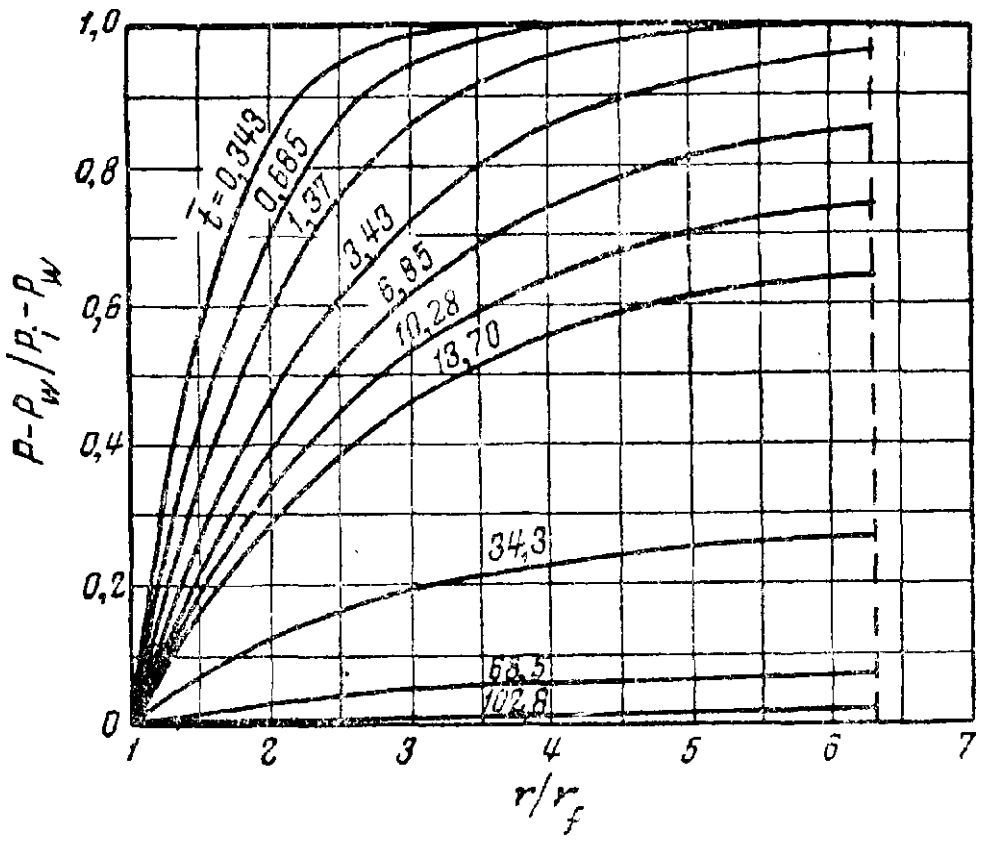
$$Y_1(x_n \varrho) J_0(x_n) - J_1(x_n \varrho) Y_0(x_n) = 0. \qquad (21)$$

Объемный расход на единицу мощности у r_f легко вывести из уравнения (19) как

$$Q = \frac{4\pi k (p_i - p_f)}{\mu} \sum \frac{J_1^2(x_n \varrho) e^{-x_n^2 \bar{t}}}{J_0^2(x_n) - J^2(x_n \varrho)}. \qquad (22)$$

Падение давления у замкнутой границы, а также внутри водоносного резервуара изображено на фиг. 145 при $r_e/r_f = 6{,}3$. Ординаты на фиг. 145 представляют отношения избытка давления над постоянным граничным (r_f) давлением к общему начальному падению давления $p - p_f$, где видно, что заметное падение давления у замкнутой границы указано лишь для кривых с $\bar{t} \geqslant 3{,}43$. Изменение расхода при истечении во времени показано на фиг. 146 для различных значений r_e/r_f. Для удобства ординаты на фиг. 146 были выбраны пропорционально

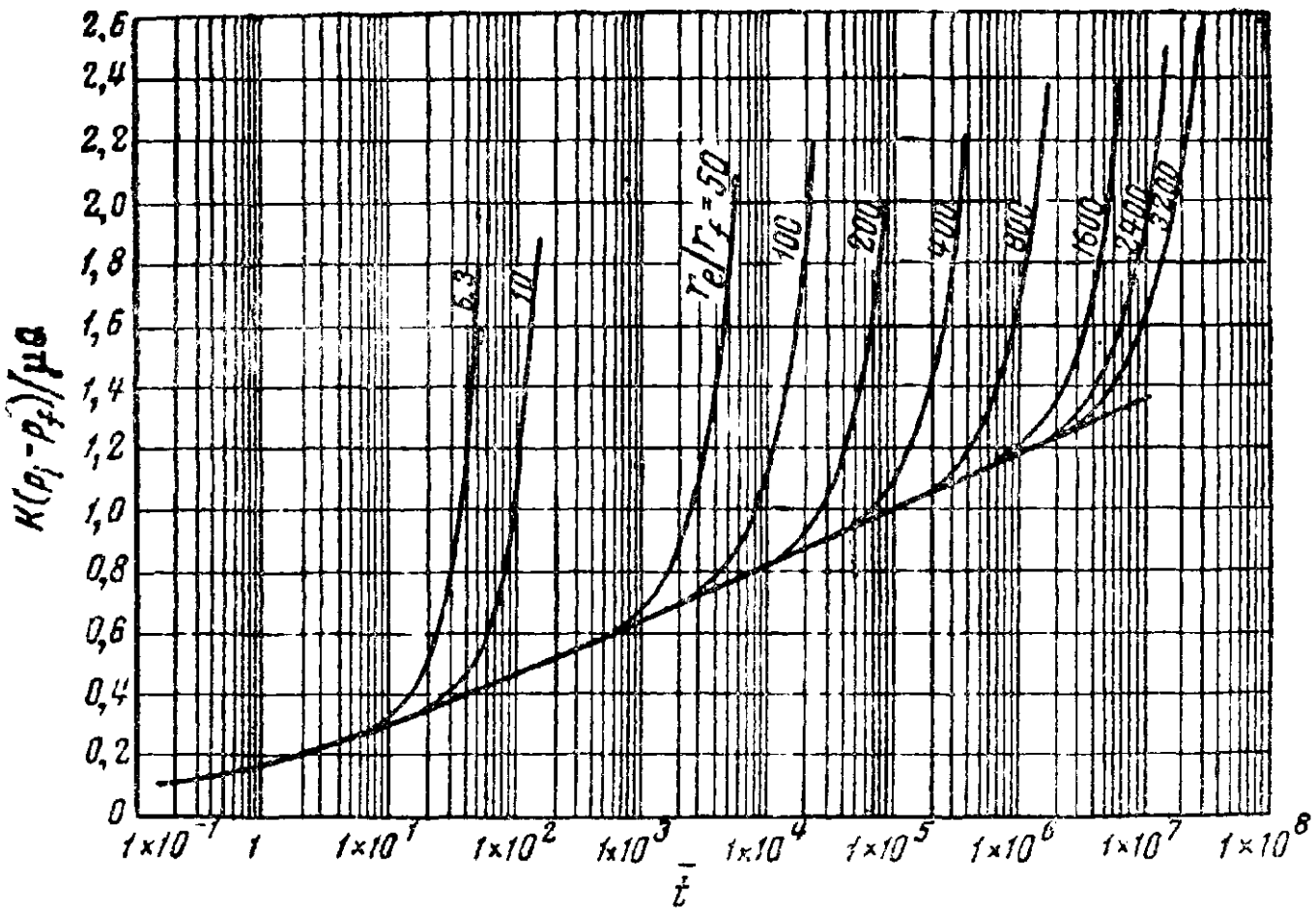
* Если наблюдается поступление заметного количества поверхностных вод в подземные резервуары, обобщенное уравнение (5) можно применять с $f_2(t)$, имеющим значение, соответствующее этому притоку извне.



Фиг. 145. Расчетные кривые переходного состояния снижения давления в конечном замкнутом водоносном резервуаре, на внутренней границе которого внезапно прикладывается постоянное давление p_w.

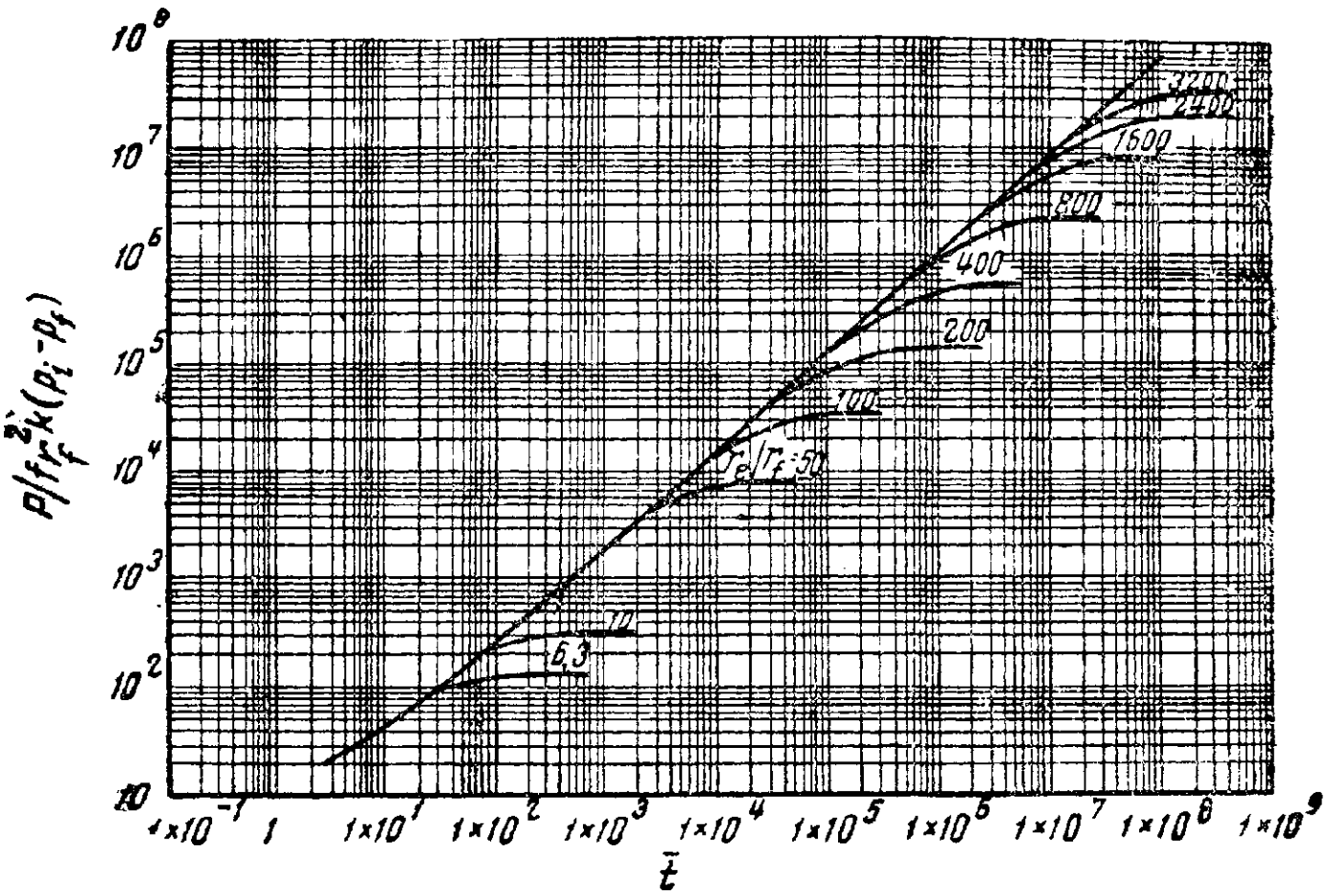
$$\frac{p - p_w}{p_i - p_w} = \frac{\text{избыточное давление при } r_f.}{\text{общий начальный перепад давления}}.$$

Все обозначения взяты из фиг. 143.



Фиг. 146. Расчетные кривые изменения расхода при истечении Q в зависимости от безразмерного времени $\bar{t}$, для конечного замкнутого водяного резервуара, на внутренней границе которого внезапно прикладывается постоянное давление p_f.

величине, обратной Q, т. е. $k\,(p_i - p_f)/\mu Q$, или $^1/_4\,\pi$, помноженная на величину, обратную бесконечному ряду уравнения (22). Как и следует ожидать, кривые для различных r_e/r_f вначале совпадают, но затем отходят от общей огибающей, когда начинает ощущаться эффект конечного радиуса замкнутой системы и резко падает расход. Огибающая кривая выражает падение расхода из водоносного резервуара бесконечной протяженности и эквивалентна $^1/_2\,\pi F(t)$, где F — функция, представленная на



Фиг. 147. Расчетные кривые изменения величины суммарного притока воды P в зависимости от безразмерного времени $\bar{t}$ для конечного замкнутого водяного резервуара, на внутренней границе которого внезапно прикладывается постоянное давление p_f.

фиг. 137. Суммарная нефтеотдача P, выраженная интегралом уравнения (22) или безразмерным членом $P/fr_f^2\,\kappa\,(p_i - p_f)$, приведена на фиг. 147 по отношению ко времени для различных значений r_e/r_f. Полученные кривые совпадают при малом $\bar{t}$ и расходятся, когда конечный характер замкнутой системы начинает ограничивать упругие свойства системы. Возникающие асимптотические пределы даются выражением $\pi[(r_e^2/r_f^2) - 1]$ в единицах ординат на фиг. 147. Огибающая кривая, которая дает ограничительное поведение водоносного резервуара бесконечной протяженности, тождественна кривой для $2\pi\,G\,(\bar{t})$, где G — функция из фиг. 138.

8.7. Нерадиальные водонапорные системы. Аналитические разработки, рассмотренные в последних параграфах, основываются на допущении полной радиальной симметрии водоносного резервуара. Они служат для выявления общих черт водонапорного режима и связанного с ним расхода воды. Проведен-

ный анализ дает часто полуколичественную оценку изменений давления и расхода воды в резервуарах с упругой жидкостью даже в условиях, когда требование радиальной симметрии в них удовлетворяется не полностью. В некоторых случаях этот анализ может дать довольно близкие приближения для получения количественного описания наблюдаемого изменения давления в нефтяном пласте. Однако необходимо учитывать действительную геометрию водоносного резервуара, которая может существенно отличаться от простых радиальных и симметричных условий, разобранных выше. Кроме того, в истолковании или предположении особенностей распределения давления внутри подземного нефтяного резервуара выше точки насыщения нефти допущение общего радиального течения полностью нарушается. Поэтому остановимся на кратком обзоре аналитического метода, который может быть использован для решения подобных задач.

Простейшим приемом для построения решений общих систем с упругой жидкостью будет соответствующий синтез элементарной функции «мгновенного стока»:

$$\gamma = -\frac{q}{4\pi a f t} e^{-r^2/4at}, \tag{1}$$

которое представляет решение уравнения 8.3 (13), выражающее мгновенное удаление из системы q единиц массы жидкости в самом начале ($r = 0$), при $t = 0$, и равное нулю при всех других условиях, когда $t = 0$. Если сток перманентен и имеет интенсивность $q(t)$, а начальная плотность — постоянная γ_i, то соответствующее решение будет:

$$\gamma = \gamma_i - \frac{1}{4\pi a f} \int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} e^{-r^2/4a(t-\tau)} d\tau. \tag{2}$$

Если $q(\tau)$ постоянная q, то уравнение (2) можно выразить как

$$\gamma_i - \gamma = \frac{\mu k q}{4\pi k} Ei\left(-\frac{r^2}{4at}\right), \tag{3}$$

где Ei — „функция Ei“, табулированная в математических руководствах.

Если γ имеет начальное распределение $g(x, y)$ по бесконечной плоскости, возникающее решение можно выразить как

$$\gamma = \frac{1}{4\pi a}\left\{\frac{1}{t}\int_{-\infty}^{+\infty} d\xi \int_{-\infty}^{+\infty} d\eta g(\xi, \eta) e^{-[(x-\xi)^2 + (y-\eta)^2]/4at} - \right.$$

$$\left. - \frac{1}{f}\int_0^t \frac{q(\tau)}{t-\tau} e^{-\tau^2/4a(t-\tau)} d\tau\right\}. \tag{4}$$

Обобщение уравнения (2) на непрерывное линейное распределение источника или стока с начальной равномерной плотностью γ_i дается выражением

$$\gamma = \gamma_i - \frac{1}{4\pi a f} \int_0^t \frac{e^{-x^2/4a(t-\tau)}\, d\tau}{t-\tau} \int_{-\infty}^{+\infty} q(\eta, \tau)\, e^{-(y-\eta)^2/4a(t-\tau)} d\eta, \quad (5)$$

где линейный источник принимается лежащим вдоль оси y и имеющим линейную плотность $q(y, t)$. Если линейную плотность полагать равномерной $q(t)$ вдоль линии $2l$, от $-l$ до $+l$, уравнение (5) упрощается до вида

$$\gamma = \gamma_i - \frac{1}{4\pi a f} \int_0^t \frac{q(t-\tau)\, e^{-x^2/4a\tau} d\tau}{\tau} \int_{-l}^{+l} d\eta e^{-(y-\eta)^2/4a\tau}. \quad (6)$$

При анализе влияния фактического распределения скважин на давление внутри нефтяного резервуара доли отдельных скважин можно формально суммировать для получения результирующей величины, выраженной посредством

$$\gamma = \gamma_i - \frac{1}{4\pi f a} \int_0^t \frac{d\tau}{t-\tau} \sum Q_i(\tau)\, e^{-[(x-x_i)^2-(y-y_i)^2]/4a(t-\tau)}, \quad (7)$$

где $Q_i(\tau)$ — дебиты различных скважин, расположенных у (x_i, y_i). Они могут включать мнимые скважины или отражения скважин, расставленные так, что возникающее распределение плотности или давления удовлетворяет граничным условиям, определяющим систему течения.

Необходимо отметить, что приведенные уравнения основываются на допущении бесконечной протяженности и однородности исследуемого пласта, так как основное решение [уравнение (1)], из которого они составлены, также включает это допущение. Если водоносный резервуар ограничен небольшим числом линейных отрезков (сегментов), эффект границы можно выразить в некоторых случаях, помещая отображения по обе стороны границ действительного распределения расхода согласно уравнению (7). Применение этих приемов для разбора комплексных систем нефтяного и водяного подземных резервуаров включает также допущение, что упругость жидкости, пористость, мощность, возникающее расширение на единицу площади, сопротивление течению тождественны в основном как в области действительного отбора жидкости, т. е. в нефтяном пласте, так и в водоносном резервуаре. Если возникает серьезное сомнение в справедливости этих допущений, необходимо рассмотреть водоносный резервуар и нефтяной пласт раздельно и выяснить их сообщаемость между собой на основе отдельных распределений давлений при помощи сформулированных соответственно граничных условий на водонефтяном контакте.

8.8. Электроанализатор. Электроанализатор [1] служит для анализа водонапорных резервуаров, когда водоносный резервуар не имеет простой геометрии или однородных физических свойств. Его теория базируется на основном уравнении для течения электрического тока в диэлектрической среде, а именно:

$$C\frac{\partial V}{\partial t} = \nabla(\sigma \nabla V), \tag{1}$$

где C — местная емкость на единицу объема диэлектрика; σ — удельная проводимость; V — напряжение. Общее уравнение течения однородной жидкости через пористые среды с упругой жидкостью будет

$$f\frac{\partial \gamma}{\partial t} = \nabla\left(\frac{k}{\mu}\gamma \nabla p\right), \tag{2}$$

что можно переписать как

$$f\frac{\partial \gamma}{\partial t} = \nabla\left(\frac{k}{\mu\kappa}\nabla \gamma\right), \tag{3}$$

используя уравнение 8.3 (9), связующее плотность и давление.

Сравнение уравнений (1) и (3) показывает формальную аналогию:

$$V \sim \gamma; \quad \sigma \sim \frac{k}{\mu}; \quad C \sim f\kappa; \quad \bar{i} \sim \kappa \bar{v}_m, \tag{4}$$

где сжимаемость κ, принимаемая постоянной, комбинируется с f, так как она представляет скорее компонент емкости, чем сопротивления; $\bar{i}$ в уравнении (4) обозначает вектор плотности тока в электрической системе, а $\bar{v}_m$ — вектор расхода массы жидкости.

Так как изменения γ вообще очень малы, можно заменить γ давлением как основной зависимой переменной, представляющей состояние жидкости. Если дать линейное приближение к уравнению 8.3(9), а именно [2]

$$\gamma = \gamma_0(1 + \kappa p), \tag{5}$$

---

[1] Этот прибор был разработан для применения к проблемам нефтеотдачи.

[2] Уменьшение сжимаемости с ростом давления, как указывает уравнение (5), дает лучшее физическое выражение поведению действительных жидкостей, чем постоянная сжимаемость, принятая в уравнениях 8.3 (9) и (3). Последнее уравнение, однако, применялось в аналитических трактовках, ибо оно не включает дальнейшего приближения, будучи эквивалентом уравнения (2). Кроме того, оно подчеркивает физическую роль расширения жидкостей в системах с упругой жидкостью. Оперируя электроанализатором, являющимся пластовым аналогом, и объясняя полученные результаты, видно, что более удобно использовать в расчетах давление жидкости, как первичную физическую переменную. Однако можно было бы сохранить уравнение (3) и приложить большой масштабный множитель к изменениям плотности так, чтобы их произведение было аналогом напряжения с величиной, численно сравнимой с величиной напряжения анализатора.

и сохранить лишь основные члены относительно κ, то уравнение (2) становится

$$f\kappa \frac{\partial p}{\partial t} = \nabla \frac{k}{\mu} \nabla p, \tag{6}$$

которое формально тождественно уравнению (3), и отсюда разрешает аналогию с соответствующей электрической системой, если принять

$$V \sim p; \quad \sigma \sim \frac{k}{\mu}; \quad C \sim f\kappa; \quad \bar{i} \sim \bar{v}, \tag{7}$$

где $\bar{v}$ — вектор объемного расхода жидкости.

Физическая аналогия в приведенных рассуждениях состоит в том, что переходный процесс в водоносном резервуаре с упругой жидкостью должен быть приравнен к процессу в диэлектрической среде с аналогичной геометрией, а также распределенными емкостным сопротивлением и проводимостью, связанными с постоянными пластовой породы и жидкостей уравнением (7), и подчиняющимися начальным и граничным условиям, повторяющим условия водоносного резервуара.

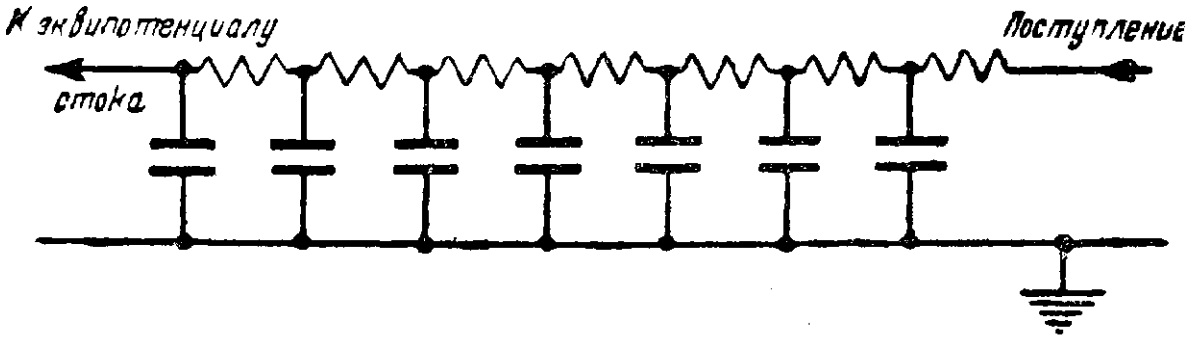
Изменение давления и распределение его в водоносном резервуаре, за исключением масштабного коэффициента, идентичны изменению напряжения и распределению электрического аналога. Плотность тока в последнем тождественна, за исключением масштабного коэффициента, расходу жидкости в водоносном резервуаре. С практической точки зрения эта аналогия сама по себе не представляет большого интереса, так как редко можно создать непрерывную диэлектрическую среду, удовлетворяющую всем требованиям аналогии, особенно если водоносный резервуар не строго однороден. Ее значение заключается в том, что при помощи электрической цепи с сопротивлением и емкостью можно получить приближение к непрерывной диэлектрической среде, где компоненты сопротивления и емкости могут быть подобраны независимо и установлены так, чтобы сохранить непрерывное распределение этих параметров. Если представить себе водоносный резервуар системой соединяющихся между собой прерывных пород, причем с каждой из них можно связать определенные значения соответствующих физических постоянных, можно легко установить аналогию между системами электрической и течения воды.

В принципе возможно получить электрическую цепь, которая моделирует трехразмерную систему течения, но для практических целей достаточно считать водоносный резервуар двухразмерным и брать электрический аналог также двухразмерной цепью, ибо гравитационные явления, как правило, не учитываются. Следует принять также осреднение параметров водоносного резервуара и жидкостей по всему разрезу водоносной породы. Однако мощность последней следует рассматривать поглощенной членом, определяющим местное расширение жидкости.

Водоносный резервуар представлен, как было уже сказано, рядом сообщающихся между собой масс породы с конечным объемом и установленной геометрией. Поэтому каждой массе породы необходимо сообщить эффективное сопротивление жидкости как аналогию соответствующего элемента сопротивления. Для практического применения аналогии необходимо заменить уравнение (7) системой

$$V \sim p; \quad R_e \sim R \quad \frac{\mu}{k} R_0; \quad C \sim f\kappa C_0; \quad \bar{i} \sim \bar{v}. \tag{8}$$

В уравнении (8) R_0 — геометрический коэффициент сопротивления элемента пластового объема, а C_0 — подлинный объем массы. Если бы пласт был прямоуголен с расстоя-



Фиг. 148. Схема электрического аналога водоносного подземного резервуара.

нием Δx в направлении течения, где Δy — нормаль к этому направлению, а мощность — h, то R_0 был бы $\Delta x/h\Delta y$. Если бы он имел вид сектора с углом $\Delta\theta$ в центре полярных координат, простирающегося радиально от r_1 до r_2, R_f был бы $(\lg r_2/r_1)/h\Delta\theta$ или $\Delta r/\bar{r}h\Delta\theta$ при условии, что течение принимается линейным, где $\Delta r_2 = r_2 - r_1$ и $\bar{r} = (r_2 + r_1)/2$. Для этих двух случаев C_0 соответственно $h\Delta x\Delta y$ и $hr\Delta r\Delta\theta$. Если водоносный резервуар в основном имеет линейный или радиальный характер или же представлен линейным или радиальным компонентом, ограниченным линиями тока, которые определяют резервуар в целом, то соответствующим электрическим аналогом его явится цепь, изображенная на фиг. 148. Когда смоделированы геометрическая и физическая структуры водоносного резервуара, к нему следует приложить начальные и граничные условия. Начальное условие равномерного давления, которым обычно задаются при изучении водоносного резервуара, создается тем, что все конденсаторы (элементы емкостного сопротивления) заряжены на то же самое начальное напряжение. У внешней границы начальное напряжение непрерывно поддерживается постоянным при помощи батареи или эквивалентного источника напряжения, если полагать соответствующее пластовое давление постоянным. Если же считать, что водоносный резервуар замкнут, то конечные элементы сопротивления и емкости необходимо изолировать от внешнего источника напряжения.

В принципе граничное условие на зажимах электрической цепи, моделирующих границу воды и нефти, может быть выполнено либо в виде заданного давления, или изменения напряжения, либо изменением силы тока или отбираемого дебита. При изучении водоносного резервуара обычно применяется последний параметр. Это создается при помощи ряда цепей, включающих лампы; каждая устанавливается так, что разрешает иметь постоянные расходы тока на зажимах цепи и связывается с последней цепью, контролирующей время в последовательности, соответствующей исследуемому изменению отбора жидкости.

Для определения численных значений электрических компонентов удобно ввести масштабные коэффициенты, связывающие компоненты электрические и жидкости. Их можно выбрать как

$$\left.\begin{aligned} &\text{(вольт)}\ V = Lp\ \ (am);\\ &\text{(микрофарад)}\ C = Mf\kappa C_0\ \ (м^3/am);\\ &\text{(мегом)}\ R_e = NR\ \ [am/(м^3/сутки)]. \end{aligned}\right\} \qquad (9)$$

Из этих определений следует, что величины силы тока и расхода жидкости связаны уравнением

$$|\bar{i}|\ \text{(микроамп.)} = \frac{L}{N}\ q\ (м^3/сутки), \qquad (10)$$

где q — действительный объемный расход. Кроме того, соотношения масштабов времени для электрической и жидкой систем t_e и t_f определяются

$$t_e\ \text{(сек.)} = MNt_f\ \text{(суток)}. \qquad (11)$$

Если M является величиной порядка 0,01 или 0,001, а N порядка 10 или 100, то время эксплуатации залежи, выраженное в днях, на электрическом анализаторе выражается секундами или же величиной более низкого порядка. Так, для процесса нефтеотдачи, продолжающегося 1 год, на анализаторе требуется пробег, длящийся 30 сек. На практике часто употребляется масштабный коэффициент, имеющий такое значение.

Если водоносный резервуар полностью описывается заранее, то на анализаторе можно установить компоненты емкости и сопротивления так, чтобы они отвечали соответствующим параметрам водоносного резервуара.

Прилагая различные начальные и граничные условия напряжения (давление) или тока (расход воды), получим, что изменение напряжения на выводе у границы нефть — вода протекает параллельно изменению давления на контуре нефтеносности. О характере водоносного резервуара обычно имеются сведения, дающие общий порядок величин. В таком случае предыдущее изменение давления на границе вода — нефть может быть использовано для определения эффективных значений геометрических и физических постоянных водоносного резервуара. Для

этого выбирают параметры электрической схемы так, что изменение напряжения, регистрируемое анализатором, идет параллельно с наблюдаемым изменением давления и в основном совпадает с ним, если приложить к нему превращение масштабного коэффициента из первого равенства уравнения (9). Тогда можно рассматривать постоянные водоносного резервуара и их распределение смоделированными его действительными параметрами согласно уравнению (9). Выбор постоянных для лучшего соответствия данным о наблюдаемом давлении может производиться по способу наименьших квадратов. Однако не рекомендуется производить количественных определений параметров нефтяного пласта по такому методу.

Только промысловый опыт и точное знание геологии водоносного резервуара дают основу для оценки согласия между переходными состояниями в естественном месторождении и показателями анализатора, а не просто численные совпадения полученных результатов. Характеристика водоносного резервуара, определяемая по такой методике, представляет сама по себе интерес, так как при этом можно встретить в пласте неожиданные и с трудом обнаруживаемые в общих геологических исследованиях барьеры или сбросы. Однако непосредственной целью таких определений является получение описания будущего поведения водоносного резервуара. Когда установлены характеристики последнего, можно определить будущий его режим при помощи работы интегратора при разных допущенных изменениях величины отбора.

Изменение расхода воды, приложенное у раздела вода — нефть для проверки изменения давления, наблюдать непосредственно нельзя. Если пластовая нефть не насыщена газом и остается в таком состоянии на протяжении всего рассматриваемого интервала давления, то расход воды можно определить как пластовый эквивалент отбираемой при эксплуатации нефти и воды минус объемное расширение остаточных жидкостей в нефтяном пласте, связанное с наблюдаемым падением давления. Если содержимое нефтяного пласта в точности неизвестно, при измерениях может возникнуть лишь незначительная ошибка, так как общее расширение 1 600 000 $м^3$ недонасыщенной пластовой нефти представляет величину порядка 240 $м^3/ат$. Если же нефть насыщена газом и нефтяной пласт содержит фазу свободного газа, описанная процедура электрических измерений недействительна. Приток воды можно определить тогда при помощи уравнения материального баланса, дающего величину расхода воды через отбор пластовой жидкости и начальное содержимое пласта, т. е. используя уравнение 6.7 (1). Для этого требуется знание объемов начального содержания нефти и свободного газа в пласте.

Ошибки при подсчете поступившей в продуктивный пласт воды приводят к пропорциональным несоответствиям. К сожалению, неопределенность, связанная с объемными параметрами пласта, является наиболее слабым звеном во всем анализе пла-

стового режима систем, содержащих фазу свободного газа. Однако можно моделировать с удовлетворительным приближением предыдущий процесс разработки пласта. Результаты, получаемые при этом для водоносного и нефтеносного подземных резервуаров, дают основание для предсказания будущего поведения пласта при условии, что подобные экстраполяции не уводят в слишком далекое будущее.

Практически водоносный резервуар обычно моделируется цепочкой конденсаторов и сопротивлений (фиг. 148). Естественный водоносный резервуар представлен цилиндрической системой или цилиндрическими секторами, где кольца, ограниченные приближенно эквипотенциальными поверхностями, моделируются соответствующими единицами конденсаторов и сопротивления. Электроанализатор был разработан вначале для изучения режима водоносного резервуара, но он усовершенствован в настоящее время настолько, что его применяют для исследования комбинированных систем нефтяного и водяного подземных резервуаров. Единичный элемент, представляющий модель нефтяного резервуара, составляет один из основных компонентов всего сложного прибора. Область, для которой можно использовать указанный прибор, включает резервуары с частичным внедрением воды, а также содержащие фазу свободного газа, сжатую в различной степени, а также отдельно существующую газовую шапку. Колебания проницаемости в пределах нефтяного резервуара вследствие изменения насыщения его жидкостями не могут учитываться линейными цепями, применявшимися до сих пор.

8.9. Месторождение Восточный Техсас. Если водоносный резервуар обладает однородными свойствами, математическая обработка его режима при помощи аналитических приемов, приведенных выше, не сложна. Месторождение Восточный Техсас, открытое в 1930 г., дает пример использования аналитического метода для проектирования разработки залежей с водонапорным режимом. При помощи такого исследования была установлена теория упругого режима в водонапорных системах.

В месторождении Восточный Техсас нефть добывается из песчаника Вудбайн с глубины 915—996 *м* ниже уровня моря. Резервуар представляет собой стратиграфическую залежь, расположенную на моноклинали. Он имеет 77,2 *км* в длину и 6,4—12,8 *км* в ширину. Средняя эффективная мощность нефтяного песчаника 10,5 *м*; площадь 53 800 *га*. Удельный вес извлекаемой нефти составляет 0,823—0,833. Температура резервуара 63,4° С. Начальное давление в резервуаре было 110,12 *ат*, но нефть была насыщена газом лишь до 51,4 *ат* в количестве 65,7 $м^3/м^3$; коэффициент пластового объема нефти 1,26. Средняя пористость песчаника 25,2%, проницаемость 2000—3000 миллидарси; насыщение связанной водой 17%. Начальный контур нефтеносности залегал на глубине 997,5 *м* ниже уровня моря, и

в начале разработки подошвенная вода залегала на продуктивной площади 28 648 *га*. Более 25 000 скважин было пробурено на нефтяной пласт.

К началу 1947 г. среднее пластовое давление составляло 69,4 *ат*. Давление в нефтяном резервуаре было выше точки насыщения, хотя вдоль крайнего юго-восточного крыла месторождения давления упали несколько ниже. Общее начальное содержание дегазированной нефти в резервуаре составляло величину порядка 960 000 000 $м^3$. При коэффициенте сжимаемости $1{,}5 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат* падение давления в 40,8 *ат* дало бы расширение объема на 5 560 000 $м^3$. Даже при учете расширения связанной воды и объема выделившегося газа у юго-восточной границы месторождения приблизительно 98% общего отбора нефти, т. е. примерно 378 560 000 $м^3$, к началу 1947 г. должны были заместиться поступающей краевой водой.

Практически Восточно-Техасское месторождение имеет режим полного замещения нефти водой. При расчетах была принята строгая однородность водоносного резервуара Вудбайн, окружающего месторождение Восточного Техаса. Такое допущение представляет собой, разумеется, крайнюю идеализацию, но геологические данные не дают прямого доказательства какого-либо специфического изменения характеристики резервуара. Поэтому было принято, что песчаник Вудбайн вне промысловой площади обладает равномерными мощностью, проницаемостью и пористостью.

Нефтяное месторождение можно заменить круговым стоком с концентрированным отбором нефти, имеющим радиус 32 160 *м* и дугу 120°.

Водоносный резервуар Вудбайн можно рассматривать как резервуар с бесконечной протяженностью в течение значительной части продуктивной жизни месторождения[1]. Обобщение уравнения 8.4(8), исходя из приложения наблюдаемого изменения в отборе жидкости, покажет тогда изменение давления у контура нефтеносности месторождения. Так как резервуар фактически имеет конечную протяженность, то расчеты исходят из предположения ограниченности его размеров круговым контуром на 160 *км* от центра радиального стока, представляющего нефтяное месторождение. Принимается также, что на протяжении всего процесса добычи нефти до 1947 г. давление у внешней границы оставалось постоянным на начальном значении 10,12 *ат* *. На основе этих допущений можно подсчитать из-

---

[1] Представление о нефтяном месторождении как линейном стоке означает эффективно бесконечную протяженность водоносного резервуара (по данным исследователей Восточного Техаса).

* Допустить наличие амплитуды у внешней границы резервуара явилось бы лучшим приближением, но оба допущения, а также представление о бесконечной протяженности резервуара должны дать в основном аналогичное теоретическое изменение падения давления на большей части процесса разработки месторождения.

менение давления у водонефтяной границы резервуара $r = r_f = 32\,160$ *м* из наблюденных или принятых отборов при известных физических параметрах водоносного резервуара, т. е. проницаемости k, пористости f, мощности h, вязкости воды μ, сжимаемости κ. Их значения: $k/\mu = 2{,}65$ (дарси/сантипуаз), $f = 0{,}25$; $h = 36{,}9$ *м* *, $k - 5{,}3 \times 10^{-4}$ на 1 *ат*.

Полностью пренебрегая участием в замещении отбираемой жидкости упругого расширения остаточной нефти и воды в нефтяном месторождении и свободного газа в юго-восточной части месторождения, приняли, что расход воды из водоносного резервуара равен дебиту добываемой нефти плюс дебит добываемой воды, минус расход от обратной закачки воды в песчаник Вудбайн.

Закачка воды началась в 1938 г. До середины 1947 г. было возвращено обратно в пласт 104 млн. $м^3$ воды, отобранной из месторождения. В течение первой половины 1947 г. более 90% добываемой пластовой воды, порядка 77 тыс. $м^3/сутки$, закачивалось в 75 скважин вдоль и вне западной части месторождения. Вначале возврат воды был разработан, как решение проблемы сброса пластовой воды, добываемой вместе с нефтью. Однако, скоро было признано, что возврат воды в пласт имеет благоприятное влияние на поддержание давления в нефтяном резервуаре. Можно считать, что возврат воды снижает чистый отбор жидкости из пласта на соответственное количество закачиваемой воды. Если обозначить отбираемый дебит пластовой жидкости (нетто) из резервуара Q_n (т. е. за вычетом закачиваемой воды), то ожидаемое падение давления Δp у начальной водонефтяной границы резервуара выражается

$$\Delta p = b\,[Q_n \lg \varrho + Q_1 J(\bar{t}) + (Q_2 - Q_1)\, J(\bar{t} - \bar{t}_1) + \ldots + (Q_n - Q_{n-1})\, J(\bar{t} - \bar{t}_{n-1}), \qquad (1)$$

где

$$J(\bar{t}) = 2 \sum \frac{J_0^2(x_n \varrho)\, e^{-x_n^2 \bar{t}}}{x_n^2\,[J_0^2(x_n \varrho) - J_1^2(x_n)]}\,. \qquad (2)$$

Здесь ϱ — соотношение граничных радиусов водоносного резервуара, имеющее для производимого разбора значение 5, т. е. $160 \div 32{,}1 \approx 5$;

$\bar{t}$ — безразмерное время, равное at/r_f^2, где $a = k/f\mu\kappa$. Отсюда численная зависимость между $\bar{t}$ и t будет

$$\bar{t} - 1668 \cdot 10^{-4} t \text{ (суток)}; \qquad (3)$$

---

* Различные значения мощности песчаника, взятые для водоносного и нефтяного подземных резервуаров, исходят из средних данных и не означают прерывности у их общей границы.

$\bar{t}_1$, $\bar{t}_2$, $\bar{t}_3 \ldots \bar{t}_n$ означают t, вычисленные при помощи уравнения (3) и соответствующие срокам, когда отбираемые дебиты меняются от Q_1 к Q_2; Q_2 к Q_3 и Q_n к Q_{n+1}; b имеет значение $3\mu/2\pi kh$; коэффициент 3 показывает, что действительные дебиты Q относятся лишь к 120° полной цилиндрической системы. Для дебита (нетто) $1{,}6 \cdot 10^4$ *м³/сутки* коэффициент $\lg \varrho$ и функции J имеют численное значение 130; Δp выражено в долях атмосфер; x_n — корни уравнения 8.6(7) для $\varrho = 5$.

Интересно отметить, что фактическая кривая падения давления следует почти точно подробным подсчетам давления, за исключением незначительных отклонений. Конечное падение давления к началу 1948 г. было на 3,5 *ат* меньше подсчитанного, если учесть колебания отобранного дебита нефти, так как чистый отбор в течение последних нескольких лет был несколько ниже общей средней.

Самый умеренный подсчет показывает, что в отсутствии закачки воды падение давления в резервуаре было бы на 14 *ат* выше по сравнению с фактическим положением.

Таким образом, рассмотрение режима месторождения Восточного Техаса прекрасно иллюстрирует не только механизм перемещения упругой жидкости, но и показывает результат поддержания давления в пласте при помощи закачки, как дополнение к естественному наступлению краевой воды.

Приведенные вычисления изменения давления указывают на возможность получения упрощенных представлений о водоносном резервуаре Вудбайн. Было принято, что все физические и геометрические параметры по крайней мере в комбинациях μ/kh и $k/\mu jk$ строго однородны по всему водоносному резервуару. Конечно, имеется какая-то доля вероятности, что эти параметры действительно постоянны по всему песчанику Вудбайн к западу от месторождения Восточный Техас. Тем не менее какие бы колебания физических параметров пласта не существовали, нас интересуют средние величины, и если последние считать строго постоянными, то их вполне достаточно, чтобы выразить вполне удовлетворительно общее поведение резервуара. Значения k/μ, f, h, принятые в вычислении падения давления в месторождении Восточного Техаса, являются в целом обоснованными. Однако в свете общих данных о песчанике Вудбайн допущенная сжимаемость в $5{,}3 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат* примерно в 12 раз выше принятой в таблицах.

Тот факт, что наблюдаемое изменение давления близко совпадало с вычисленными давлениями при использовании этого значения сжимаемости, ни в коем случае не доказывает его количественной справедливости. Если бы мы взяли значение сжимаемости в два раза меньше, то получили бы те же самые результаты при условии, что принятые граничные радиусы водоносного резервуара умножены на $\sqrt{2}$. Кроме того, при выборе коэффициента переходного времени, указанного в уравнении (3),

была предоставлена известная гибкость. Если сохранять другие физические постоянные пласта в разумных пределах, то ненормально высокая сжимаемость объясняется неустановившимися состояниями пласта.

Высокая эффективная сжимаемость в неустановившихся водонапорных системах может вызываться изменениями в сжимаемости самого водоносного резервуара по мере изменения давления в последнем. Когда гидростатическое давление в нем снижается, структура коллектора воспринимает большую часть нагрузки налегающих слоев. Возникающее сжатие коллектора вызывает вытеснение уносимых жидкостей, эквивалентное простому упругому расширению. Прослойки глин и сланцев в песчаном пласте еще более чувствительны к такому эффекту разгрузки.

Другим объяснением высокого упругого расширения воды является допущение, что по всему водоносному резервуару диспергирован свободный газ. Водоносный резервуар Вудбайн, примыкающий к нефтяному месторождению Восточный Техсас, несомненно, насыщен газом. Поэтому диспергированное состояние последнего следует представлять местными скоплениями газа в более отдаленных частях песчаника, распределенными с некоторой степенью равномерности. Эти скопления могут образовывать небольшие газовые залежи, или газовые шапки нефтяных пластов. Такие залежи разбросаны по всему песчанику Вудбайн к западу от месторождения Восточный Техсас. Для получения результирующей сжимаемости κ смесь жидкости с газом должна содержать объемную фракцию x газа:

$$x = \frac{\overline{\kappa} - \kappa_{ж}}{\kappa_{г} - \kappa_{ж}}, \qquad (4)$$

где $\kappa_{ж}$, $\kappa_{г}$ — сжимаемость отдельных жидких и газовых фаз; при этом растворимость газа в жидкости не учитывается. При давлении 100 *ат* результирующая сжимаемость в 12 раз выше «нормальной» сжимаемости для воды, составляющей $4{,}4 \cdot 10^{-5}$ на 1 *ат*, может быть получена при объемном содержании в ней свободного газа — 4,8%. Отсюда распределение масс свободного газа, имеющих общий объем 4,8% порового объема песчаника Вудбайн, могло бы объяснить высокий коэффициент сжимаемости воды, характерный для месторождения Восточный Техсас. Общие геологические соображения как будто подтверждают последнее толкование.

8.10. Карбонатные месторождения Смаковер. Нефтяные пласты известняка в Смаковере, Арканзас, послужили основанием для сравнительного изучения водонапорного режима по отношению к обычному резервуару, сложенному песчаной пористой средой. Такое исследование было проведено при помощи электроанализатора. Водоносный резервуар, сложенный известняком

Смаковер, покрывает площадь в 2 560 000—5 120 000 *га*. В 1944 г. 12 месторождений, из которых добывается нефть или конденсат и залегающих в антиклинальных структурах, были вскрыты в верхнем отделе формации Смаковер, известной под названием известняка Рейнольдс. Все залежи показывают некоторое влияние гидравлического напора. Геологические разрезы 75 сухих скважин, вскрывших всю толщу известняков, совместно с геолого-эксплуатационными материалами по скважинам в пределах нефтяных залежей дают довольно полную картину физической характеристики водоносного резервуара. Водоносный резервуар пересекается главным сбросом, а в остальном отдельные части резервуара связаны между собой. Мощность пористой среды составляет 30—90 *м*. Первоначальные давления в нефтяных месторождениях были прямо пропорциональны глубине их залегания ниже уровня моря с градиентом в 11,5 *ат* на 100 *м*, что соответствует гидростатическому градиенту напора вод в пластах. Необходимо отметить, что в двух из указанных месторождений не имелось первоначально газовой шапки, и нефть в них сначала была недонасыщенной газом. Три залежи являются конденсатными резервуарами; в них отсутствуют зоны нефти. Известняки представлены оолитовыми разностями с высокой проницаемостью и умеренной пористостью. Количество поступившей в продуктивный пласт краевой воды определялось при помощи уравнения материального баланса. При этом предполагалось, что объемы нефти и газа в залежах известны. Точное значение подсчитанного количества поступившей краевой воды зависит от принятых допущений для порового объема резервуара. Имелось самостоятельное доказательство существования действия гидравлического напора, а именно: наблюдалось ранее появление воды в краевых скважинах, относительный рост количества добываемой воды, подъем пластового давления вслед за снижением отборов и т. д.

Исследования при помощи электроанализатора были проделаны для 7 месторождений. Масштабные коэффициенты и средние значения постоянных характеристик водоносного резервуара, необходимые для воспроизведения наблюдаемого пластового давления, приведены в табл. 20, где h — средняя мощность пласта в *м*, а κ — сжимаемость в am^{-1}. Численное значение для k, принятое в табл. 20, в 1,127 раз выше его проницаемости в дарси. Факторы L, M, N определены из уравнения 8.8(9). Как подтверждается другими геологическими доказательствами, значения постоянных водоносного резервуара, определенные электроанализатором и занесенные в табл. 20, показывают, что водоносный резервуар должен иметь значительно меньшую среднюю проницаемость, чем та часть известняков, которая занята нефтяными коллекторами. Эффективная сжимаемость для воды получается, за исключением месторождения Бэкнер, в 50—100 раз выше нормального табличного значения. Вследствие большого объема бурения на указанных площадях сомнительно, чтобы сохрани-

лось заметное число не открытых больших залежей газа, кроме связанных с уже известными нефтяными и газовыми месторождениями, и которые могли бы вызвать такую высокую эффективную сжимаемость воды в водоносном резервуаре. Поэтому надо считать, что исследование таких водонапорных систем при помощи электроанализатора носит по существу эмпирический характер.

Таблица 20

Масштабные коэффициенты и параметры водоносного резервуара, принятые при изучении известняков Смаковер на электроанализаторе

Месторождения	Произвольно выбранные		Определенные из анализа				
	L/N	MN	L	N	M	kh/μ	κh
Атланта	0,01	0,1	0,354	35,4	0,0028	0,765	$274{,}5 \cdot 10^{-5}$
Бэкнер	0,01	0,1	0,1112	11,12	0,0090	0,384	$81 \cdot 10^{-5}$
Маккеми	0,01	0,2	0,575	57,5	0,0035	1,242	$198 \cdot 10^{-5}$
Магнолия	0,001496	0,06	0,1367	91,3	0,0007	1,971	$10{,}4 \cdot 10^{-3}$
Мидвей	0,00867	0,2775	0,1781	20,2	0,0137	1,035	$1{,}4 \cdot 10^{-3}$
Моунт-Холли . . .	0,02	0,3	0,493	24,65	0,0122	0,534	$95 \cdot 10^{-5}$
Шулер	0,006	0,1	0,359	59,8	0,0017	1,296	$8{,}2 \cdot 10^{-3}$
Среднее . . .	—	—	—	—	—	1,032	$2{,}6 \cdot 10^{-3}$

Пока пластовое давление поддерживалось выше точки насыщения, месторождение Бэкнер должно было работать как резервуар с полным замещением нефти водой, исключая расширение пластовой жидкости. Однако рост эксплуатационных отборов, связанный с увеличением добычи воды, мог в конце концов привести к выделению газа из раствора и частичному установлению режима «растворенного газа» при условии, что дебит отбираемой нефти существенно не снизился или не был осуществлен возврат воды в пласт. В этом отношении одно из наиболее полезных применений электроанализаторов заключается в возможности описать влияние подобных изменений на режим пласта.

Определенную на электроанализаторе реакцию давления пласта на изменения в промысловых операциях можно получить на основании общих рассуждений. Однако количественную величину его можно определить только путем применения электроанализатора или соответствующих аналитических вычислений.

Самое большое из приуроченных к известнякам Рейнольдс — месторождение Магнолия — служит примером резервуара с неполным замещением нефти водой, который подвергся изучению

при помощи электроанализатора. Наличие неполного замещения нефти водой следует из того, что общее поступление воды в залежь составило примерно 81% суммарного отбора нефти и воды. Кроме того, залежь первоначально содержала газовую шапку с объемом, равным $^1/_6$ объема нефтяной зоны. Нефть вначале была насыщена газом при пластовом давлении 235 *ат*. Плотность сырой нефти 0,833 *г/см*^{3}.

При изучении этого месторождения при помощи электроанализатора предполагалось, что водяной резервуар однороден, исключая барьер, образованный зоной главного сброса. Пластовые давления, определенные на электроанализаторе с применением данных о притоке воды, вычисленных из уравнения материального баланса, и постоянных из табл. 20, показали согласие с наблюдаемыми давлениями. Медленный подъем газового фактора и ограниченное падение пластового давления подтвердили важную роль гидравлического напора на ранней стадии развития пластового режима в резервуаре, так как вода замещала большую часть депрессионных воронок, вызванных отбором нефти и газа. Однако можно показать, что если бы добыча нефти увеличилась до 4000 *м*^{3}*/сутки* или превысила это значение, то без возврата газа в залежь в ней быстро возник бы режим «растворенного газа».

Если бы газовые факторы возрастали без ограничения, а газовая шапка отдала все свое содержимое, то нефть переместилась бы в последнюю под влиянием наступающих краевых вод.

С точки зрения полноты нефтеотдачи наиболее эффективная программа разработки месторождения получается в результате комбинированного эффекта расширения газовой шапки, обусловленного возвратом газа в залежь, и затопления ее наступающей водой.

Если бы весь отобранный газ был возвращен обратно в газовую шапку, то в момент заброса залежи примерно $^2/_3$ месторождения было бы занято водой и $^1/_3$ газом.

В табл. 21 приведены различные варианты разработки указанного месторождения к 1960 г., подсчитанные на электроанализаторе.

Потеря нефти в результате перемещения ее в газовую шапку представляет возможную опасность в месторождениях с газовыми шапками и активным напором воды. Если газовая шапка является вначале «сухой», то вторжение нефти в нее приводит к потере остаточной нефти. Даже если газовая шапка впоследствии затопляется водой, остаточная нефть все еще занимает 20—30% порового пространства. Для того чтобы избежать таких потерь, закачку газа в газовую шапку можно рекомендовать даже в том случае, когда пласт подвергается сильному действию водяного напора.

Некоторые месторождения, приуроченные к этим известнякам, расположены так близко, в пределах 16 *км* от месторождения

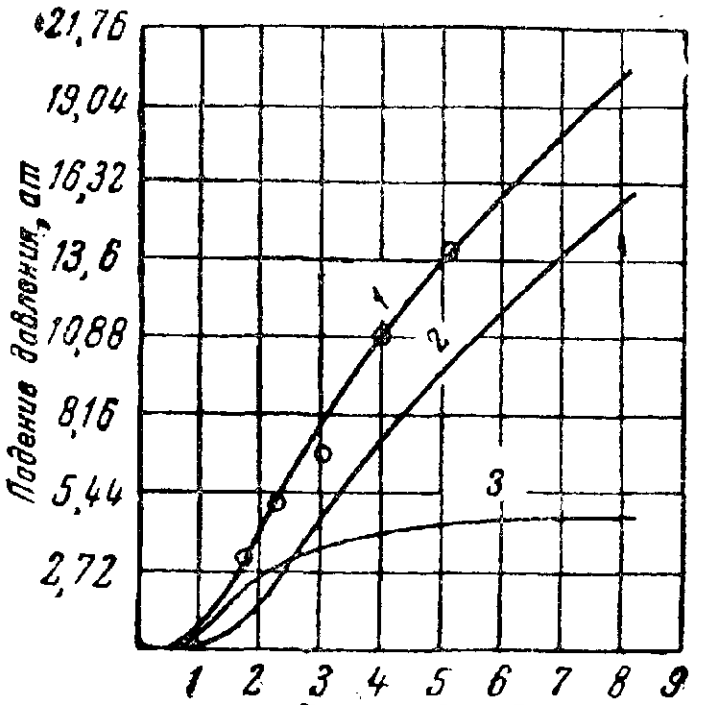
Таблица 21

Представление о состоянии разработки месторождения Магнолия к 1960 г., полученное на электроанализаторе

Состояние разработки	Суммарная добыча нефти, млн. $м^3$	Суммарное поступление воды в залежь, млн. $м^3$	Среднее пластовое давление, *ат*
100% возврат газа в залежь после 1945 г. Отбор пластовой жидкости 3200 $м^3$/*сутки* с 20% воды	23,4	19,2	180
100% возврат газа в залежь после 1945 г. Отбор пластовой жидкости при 20% добыче воды снижен для поддержания пластового давления на уровне 197 *ат*	18,6	17,6	197
Текущие газовые факторы на промысле ограничены 360 $м^3/м^3$; добыча нефти непрерывно снижается на 3,2% ежегодно при 20% добыче воды	15,0	28	163,2
Неограниченный отбор воды и газа; добыча нефти ограничена 2560 $м^3$/*сутки*	20	53	95,2

Магнолия, что возникает проблема межплощадного взаимодействия. В результате притока воды в эти месторождения получаются взаимные реакции давления, зависящие от величины отборов жидкости по месторождениям.

Весьма серьезным эффектом является влияние отбора нефти из месторождения Магнолия на давление в близлежащей и меньшей нефтяной залежи Вилледж. Так как в последней наблюдается сильный водяной напор, то падение давления в ней, вызванное влиянием разработки месторождения Магнолия, гораздо выше по отношению к влиянию от собственной нефтеотдачи. На фиг. 149 показаны относительные доли участия влияния разработки месторождения Магнолия и отборов из залежи Вилледж на падение давления, определенные при помощи электроанализатора. Если бы влияние интерференции не было признано и учтено при анализе режима залежи



Фиг. 149. Кривая истощения давления для месторождения Вилледж, Арканзас, показывающая влияние эксплуатационных отборов из этого месторождения, а также из месторождения Магнолия, на изменение пластового давления. Исследование проводилось на электроанализаторе.

Кружочками отмечены фактические наблюдения за падением давления в Вилледж; *1* — общее влияние; *2* — влияние отборов из месторождения Магнолия; *3* — влияние отборов из месторождения Вилледж.

Вилледж, возможная величина собственного водяного напора в залежи была бы недооценена.

8.11. Поддержание давления при помощи закачки воды. Месторождение Мидвей. Нефтяная залежь Мидвей была открыта в начале 1942 г. Это единственный большой подземный резервуар, приуроченный к известнякам Рейнольдс, залегающий к северу от региональной зоны сброса. Имеется доказательство, что водоносный резервуар становится здесь тоньше на восток и запад от месторождения. Амплитуда структуры месторождения превышает 60 *м*. Первоначальное давление в резервуаре было 199 *ат* при глубине 1820 *м*. Давление насыщения пластовой нефти вначале составляло 172 *ат* с объемным коэффициентом пластовой жидкости 1,24 и сжимаемостью $2{,}25 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат* при температуре пласта 83° С.

На ранней стадии процесса разработки в месторождении наблюдалось довольно интенсивное внедрение воды. Однако ограниченные размеры окружающего водоносного резервуара показали, что оно не может компенсировать высокой скорости отбора нефти на протяжении всего продуктивного периода. Руководствуясь исследованием ранней стадии разработки месторождения, проведенным на электроанализаторе, в начале 1943 г. предприняли закачку воды в залежь как дополнение к естественному заводнению краевой водой, чтобы приостановить падение пластового давления. Вода нагнеталась через четыре скважины, расположенные по бортам месторождения. Обсадные трубы в них были установлены на 34,5 *м* ниже водонефтяного контакта, оставляя открытой примерно 40 *м* поверхности известняков. За 2,5 года было закачано около 800 000 $м^3$ воды. Закачивалась смесь, состоящая из буровых вод, отобранных с нефтью, и пресной воды, добываемой из шести мелких водяных колодцев.

Несмотря на увеличение суммарного отбора из пласта на 50% после закачки воды, в залежи наблюдалась тенденция к росту пластового давления. Последнее удерживалось выше точки насыщения и был предупрежден переход механизма нефтеотдачи в режим работы растворенного газа, хотя с 1945 г. имело место некоторое увеличение газового фактора.

В 1945 г. расход закачиваемой воды почти равнялся отбираемому дебиту жидкости. Если бы естественное заводнение краевыми водами продолжалось и дальше с неуменьшающейся скоростью, то в залежи наблюдался бы гораздо больший подъем давления. Этого не было зарегистрировано в действительности, что фактически означает убывающую долю естественного поступления воды в поддержании пластового давления. Такой результат ожидался заранее, исходя из ограниченных размеров окружающего водяного резервуара и исследования, полученного на электроанализаторе.

Подсчет фактических скоростей притока воды, полученных из записей давления и нефтеотдачи, также подтвердил вывод

об ограниченной величине емкостного расширения водяного резервуара, окружающего месторождение Мидвей.

К преимуществам проекта закачки воды в залежи Мидвей относятся: 1) дебит нефти через 2,5 года после начала закачки воды составил 1200 *м*³/*сутки* при постоянном пластовом давлении по сравнению с максимумом 900 *м*³/*сутки* при отсутствии закачки воды; 2) снижение стоимости извлечения нефти; 3) поддержание высоких коэффициентов продуктивности скважин в результате предупреждения выделения газа; 4) подсчитанное увеличение суммарной добычи нефти составило более чем 5,6 млн. *м*³. Только последнее обстоятельство само по себе полностью компенсирует стоимость осуществления проекта.

С физической стороны закачка воды в залежь, имеющая естественный напор воды, не вносит понятий и принципов, отличных от входящих в общую проблему режима пласта с водонапорным режимом. Успех поддержания пластового давления закачкой воды зависит прежде всего от восприимчивости продуктивного пласта к максимальной нефтеотдаче под действием гидравлического напора.

Хотя для большинства нефтяных резервуаров водонапорный режим эффективен, но это положение не является универсальным.

Если в пласте имелась первоначально газовая шапка и отдачу газа и нефти из него невозможно контролировать так, чтобы предупредить истощение давления в газовой шапке, то гидравлический напор, естественный или искусственно созданный закачкой воды, может вызвать перемещение нефти в газовую шапку, а отсюда невозвратимую потерю извлекаемой нефти. Такая потеря может быть все же меньше, чем при отсутствии заводнения исходной нефтяной зоны.

Возможно, что на основании общих экономических подсчетов предпочтительнее использовать естественный гидравлический напор без закачки воды в пласт, если только в газовую шапку нельзя провести одновременной закачки газа. Закачка газа, которая способствует расширению газовой шапки и одновременному гравитационному дренированию, может в некоторых случаях дать лучший эффект, чем закачка воды.

Если средняя проницаемость продуктивного коллектора по вертикали сравнима с проницаемостью, параллельной напластованию, так что она способствует быстрому конусообразованию подошвенной пластовой воды в забое эксплуатационных скважин вблизи водонефтяного контура, то в результате закачки воды в водяной резервуар трудности получения высокой нефтедобычи, свободной от воды, вдоль границ месторождения могут усилиться. Однако если продуктивный пласт состоит из многих слоев, а вода стремится подойти к забоям эксплуатационных скважин через непрерывный высокопроницаемый слой, который нелегко определить и изолировать в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, закачка воды в такой пласт не рекомендуется.

Кроме того, преимущество механизма вытеснения нефти водой по сравнению с газом может подвергаться сомнению, если содержание связанной воды в нефтяной зоне высоко. За исключением эффекта поддержания давления значение дополнительного поступления воды в результате закачки тогда не имеет большой ценности.

В исключительных обстоятельствах, какие могут возникнуть, например, в сильно трещиноватых известняках, ускоренное поступление воды в залежь может оказаться даже вредным. Закачка воды, так же как и другие операции по контролю режима пластов, должна предприниматься лишь после изучения соответствующего пласта. Ни один метод не имеет универсального применения. В ряде случаев единственными мероприятиями, необходимыми для эффективной нефтеотдачи, могут явиться контроль и распределение отборов жидкости при эксплуатации.

8.12. Дополнительные примеры водонапорного режима. В дополнение к уже разобранным примерам рассмотрим еще несколько месторождений, но без детального анализа.

Остановимся на месторождении Конроэ в Тексасе. Поверх нефтяной зоны этого месторождения, открытого в 1932 г., частично залегает газовая шапка. На раннем этапе разработки этого месторождения контроль над отбором нефти отсутствовал, газовые факторы были высоки, а давление в залежи быстро падало, как обычно при режиме «растворенного газа». Последующее падение дебитов нефти и газа быстро привело месторождение к режиму вытеснения нефти водой. Газовый фактор снизился до величины растворимости газа в нефти удельного веса 0,833. Давление в пласте полностью стабилизировалось и даже начало подниматься, пока повышенные скорости отборов в результате требований военного времени и непрерывного роста добычи воды не вызвали возобновления падения его в 1941 г. Для этого месторождения подсчитанная суммарная отдача составляла более 60% начального запаса нефти.

Другим примером устойчивой общей отдачи жидкости при полном замещении нефти водой является эксплуатация продуктивного пласта северного склона песчаника «А» на месторождении Западная Колумбия в Тексасе.

Исключая колебания, связанные с ликвидацией отдельных скважин или изменениями в местных условиях разработки, получили, что общие дебиты нефти и воды оставались существенно постоянными в течение 15 лет, пока не было введено пропорционального снижения эксплуатационных отборов. В течение периода неконтролируемого отбора жидкости из пласта было взято 12,5 млн. $м^3$ жидкости, причем среднее давление упало от 91 до 75 *ат*. Наблюдаемые газовые факторы в пределах ошибок измерения не превышали величины растворимости газа — 25,6 $м^3/м^3$.

Одновременно с повышением отбора воды из нефтяных пластов с водонапорным режимом происходит обычно продвижение в пласт водонефтяного контакта.

Эти водонефтяные границы не дают резко очерченного раздела между областями отбора чистой нефти и воды, которые обычно отделяются друг от друга переходной зоной с меняющимся содержанием воды в отбираемом дебите.

Как можно видеть из разных примеров поведения нефтяных пластов с водонапорным режимом, эксплуатационные скважины могут отдавать нефть в течение длительных периодов после первого появления воды в стволе скважины. Рост содержания воды в общем дебите пластовой жидкости не следует определенному закону, но меняется с механизмом нефтеотдачи и характером продуктивной зоны. В сильно проницаемых кавернозных пластах, имеющих незначительный перепад давления в коллекторе, где нефть фактически всплывает над подошвенной водой, имеющей горизонтальную поверхность раздела вода—нефть, дебит скважин переходил на воду свыше чем на 95% в течение нескольких часов после первого появления воды в них.

В большинстве же водонапорных нефтяных пластов требуются месяцы или годы, чтобы процент воды при добыче нефти достиг 95%.

Точное значение водонефтяного фактора при забрасывании месторождения является переменной, зависящей от местных экономических факторов, так как стоимость откачки воды и ее удаления с промысловой площади, коррозионные свойства воды, общие эксплуатационные и накладные расходы могут вызвать забрасывание скважины вскоре после первого появления в ней воды. Но в ряде случаев нефтедобыча может оставаться промышленно выгодной, пока в общем дебите не будет получено 99% воды. Во многих нефтяных районах средние водонефтяные факторы на протяжении всего продуктивного периода находятся в пределах от 5 до 10.

Абсолютная величина продвижения водяного контура в отдельных месторождениях имеет значение лишь в отношении отбора жидкостей из пласта. Однако интересно отметить величины его, наблюдаемые в различных нефтяных пластах с водонапорным режимом. Значение коэффициента вторжения краевой воды c можно определить при помощи вычисления притока воды, исходя из уравнения материального баланса [уравнение 6.7(1)], а также выражая расход поступающей воды приближением к установившемуся состоянию, указанному в уравнении 6.7(3).

В табл. 22 приведены значения коэффициента c для некоторых месторождений с водонапорным режимом.

Там, где поступление воды в продуктивный пласт осуществляется за счет механизма расширения упругой жидкости, эти коэффициенты продвижения краевой воды не остаются постоянными на протяжении продуктивного периода жизни месторождения. Однако они показывают относительную вели-

Таблица 22

Коэффициенты продвижения краевой воды

Месторождение	Продуктивный горизонт	Коэффициент продвижения водяного контура c	
		$м^3/мес/ат$	$м^3/мес/ат/га-м$
Шюлер	Известняк Рейнольдс	3175	1,68
Магнолия	То же	2658	0,041
Бэкнер	»	296,4	0,067
Ист Уотчхорн	Вилькокс, Ордович	856,2	0,205
Рамзей	То же	931,4	0,6
Торки Крик	Фрио	343,5	0,83

чину заводнения продуктивного пласта. Кроме того, значения c в последнем столбце табл. 22, относящиеся к единице общего объема нефтяного резервуара, увязываются с наклоном кривых падения давления, приведенных на фиг. 92. Эти данные отражают отбираемые дебиты пластовых жидкостей, а также скорости заводнения.

8.13. Подземные резервуары с напором подошвенной воды. Физическое представление. До сих пор при разборе нефтяных пластов с водонапорным режимом обращалось внимание только на общие характеристики режима, т. е. на зависимость пластового давления от дебита пластовой жидкости. Характер фактического продвижения воды в продуктивный коллектор учитывался лишь тем, что в естественных водонапорных нефтяных пластах скважины, расположенные по краям структуры, постепенно обводняются, и отбор нефти из них сопровождается непрерывно возрастающим содержанием воды.

При рассмотрении продвижения поверхности раздела вода—нефть удобно проводить различие между «наступлением краевых вод» и подъемом подошвенной воды. В первом случае движение воды происходит в значительной мере в направлении, параллельном напластованию. Это происходит обычно в относительно тонких продуктивных пластах и слоях, залегающих вдоль структурных склонов, с заметным падением. Во втором случае поверхность раздела вода—нефть залегает в нулевой плоскости или с небольшим уклоном. Такие условия встречаются в мощных слоях, или же в слоях со слабым рельефом. Разумеется, в природе такие крайние случаи наблюдаются редко. Даже когда месторождение контролируется в целом напором краевых вод, в бортовых скважинах обычно проявляется **напор подошвенной воды.**

Проведенное здесь различие между напорами краевых вод и подошвенной воды относится лишь к режиму отдельных скважин; рассматриваются детали местного движения поверхности раздела вода — нефть.

Общее поведение нефтяного и водоносного подземных резервуаров определяется равновесием между эксплуатационными отборами жидкостей и производительностью водоносного резервуара, которая в свою очередь отражает физические свойства последнего.

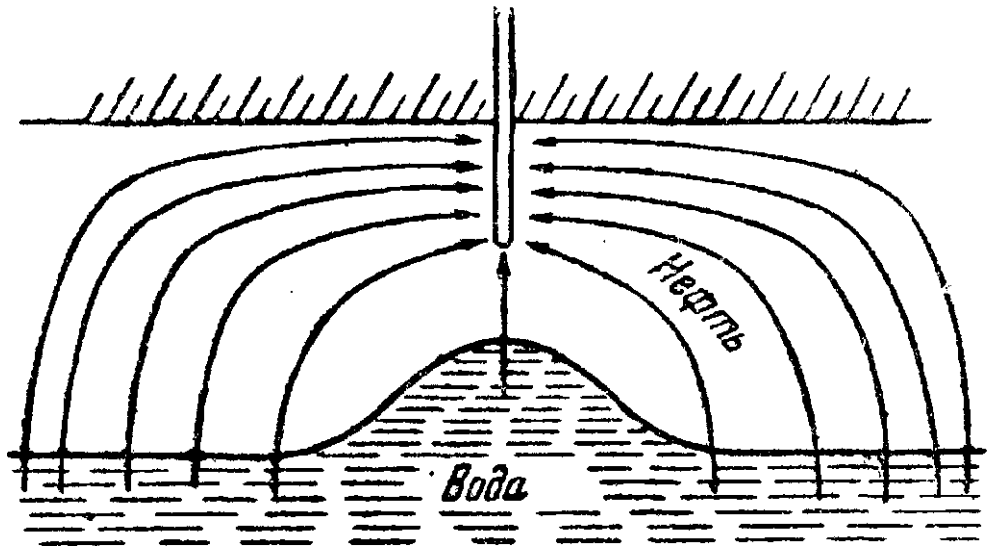
Общее истолкование и анализ зависимости «давление — время» или «давление — дебит нефти», разработанные в предыдущих разделах, остаются полностью справедливыми, независимо от того, имеет ли продуктивный пласт напор преимущественно краевых вод или подошвенной воды.

В месторождении с водонапорным режимом, при котором происходит наступление краевых вод, процесс отдачи нефти и газа из отдельных скважин прогрессирует, так как вода притекает от начальных контуров питания и непрерывно сокращает продуктивную площадь. Непосредственное взаимодействие между наступающей водой и забоями нефтяных скважин происходит неравномерно по всем скважинам в месторождении. По мере отбора нефти из пласта вода непрерывно перемещается от первоначального водонефтяного контура внутрь месторождения. Это наступление краевой воды зависит от характера эксплуатации скважин, непосредственно находящихся под воздействием краевых вод. Физически обстановка в пласте соответствует многоскважинной системе, разрабатываемой при помощи линейного заводнения. Используя такое представление, можно создать приближенную теорию для детального описания продвижения краевых вод. Однако влияние сокращения продуктивной площади в связи с продвижением контура воды на распределение нефти и газа в незатопленной части нефтяной зоны, где нефтеотдача происходит при режиме «растворенного газа», можно подсчитать согласно методу, описанному в параграфе 7.17.

Для месторождений с напором подошвенной воды физическая обстановка будет несколько отличной. Когда подошвенная вода распределена равномерно по всей продуктивной площади, все скважины, находящиеся в одинаковых условиях вскрытия пласта, подвергаются тождественным процессам воздействия. С качественной стороны нетрудно сформулировать для подобных систем процесс нефтеотдачи и протекание заводнения. При относительно высоком пластовом давлении внутри водяной зоны и в нижнем слое нефтяной зоны, а также при сниженном давлении на забое скважины вода испытывает заметный перепад давления, распределенный по всей нефтенасыщенной зоне. Линии тока в этом случае приблизительно перпендикулярны исходной поверхности раздела вода — нефть и обычно направляются кверху до приближения к продуктивному слою, вскры-

тому скважиной, где они отклоняются и идут в направлении забоев скважин.

На фиг. 150 приведено схематическое изображение описанного случая. Механизм нефтеотдачи и поступления воды, показанный на фиг. 150, не следует смешивать с водяным конусообразованием. Приближенная аналитическая теория водяных конусов базируется на представлении о добыче нефти как однородной жидкости. Горизонтальный характер движения жидкости рассматривался в основном как вытеснение нефти выделяющимся из раствора газом.



Фиг. 150. Схема напора подошвенной воды относительно забоя эксплуатационной скважины.

В этом случае нижняя пластовая вода представляет скорее подвижную поверхность раздела водяной и нефтяной зон, чем жидкость, замещающую отбираемую нефть из пласта. Для относительно установившихся условий нижняя пластовая вода может залегать в статическом состоянии при гидростатическом и динамическом равновесии под нефтяной зоной и не оказывать существенного влияния на добычу нефти. В процессе нефтеотдачи при режиме «растворенного газа» пластовое давление падает, и нижняя вода поднимается в нефтяную зону. Однако местное поведение забоя скважины для любого этапа процесса нефтеотдачи можно рассматривать как будто медленное переходное поступление воды не играет большой роли.

Для анализа пластов с напором подошвенной воды последняя считается естественным движущим фактором при нефтеотдаче. Предполагается, что течение нефти к забоям эксплуатационных скважин происходит благодаря ее вытеснению из пористой среды поднимающимся водяным зеркалом. Так как вертикальный компонент скорости у поверхности раздела вода — нефть, очевидно, имеет максимум вдоль осей эксплуатационных скважин и возрастает с приближением к забоям последних, то поверхность раздела принимает конусообразную форму у забоя каждой скважины. Система с напором подошвенной воды анало-

гична системе с водяным конусообразованием лишь с точки зрения качественного подобия формы поверхности раздела.

При разработке проблемы напора подошвенной воды необходимо сделать ряд допущений, вытекающих в значительной степени из аналитической необходимости. Анализ основан на допущении, что поднимающаяся вода является единственной жидкостью, вытесняющей нефть, и что пластовое давление всюду выше точки насыщения. Так как разбор касается в основном местного движения жидкости у забоя скважин, допускаются условия установившегося состояния. Переходный характер течения воды в водоносном резервуаре не должен существенно влиять на решение проблемы. Соотношение «проницаемость — вязкость» для нефти, залегающей над поверхностью раздела вода — нефть, берется таким же, что и для воды в затопленной части нефтяной зоны.

В естественных условиях такое допущение может быть строго справедливым лишь случайно. Однако если соотношение «проницаемость — вязкость» в затопленной области превышает соответствующее значение для нефтенасыщенной зоны, то поступление воды в эксплуатационные скважины развивается быстрее, чем вычислено здесь, и, наоборот, если эта величина меньше, то процесс обводнения происходит медленнее.

Внесение различных значений соотношения «проницаемость — вязкость» для водяной и нефтяной зон усложняет анализ и делает его почти не поддающимся математической обработке. По аналогичной причине не учитывается вымывание нефти из затопленных частей нефтяной зоны, а остаточная нефть под разделом вода — нефть рассматривается потерянной.

Наиболее серьезным приближением является пренебрежение разностью в плотности между нефтью и водой. Таким образом, все различия между нефтью и водой, которые могут повлиять на динамику жидкостей, не учитываются, и комплексная система нефти и воды заменяется единой системой однородной несжимаемой жидкости. Поверхность раздела вода — нефть определяется при этом скорее как геометрическая поверхность, но не как физическая граница между двумя жидкостями.

Пренебрежение разностью плотности между водой и нефтью означает, что все основные явления, характеризующие систему напора подошвенной воды, не зависят от дебита. Они зависят лишь от геометрических и физических постоянных системы и не меняются от колебаний дебитов, которые влияют лишь на масштаб времени.

Это, конечно, не является строго справедливым. Повышенная плотность воды по сравнению с нефтью стремится затормозить и выпрямить конусообразное развитие поверхности раздела воды и нефти. Этот эффект больше всего заметен при малых отборах нефти и при низком эксплуатационном перепаде давления. В исключительных случаях, когда скважина закрыта на длительный период, подъем воды непосредственно вокруг забоя сква-

жины или под ним убывает, так что наблюдается тенденция к установлению равновесия на поверхности раздела. Однако там, где происходит ограниченный отбор нефти из пласта, разность плотности между нефтью и водой не меняет результатов, которые должны наступить согласно указанной теории, за исключением случая, когда эксплуатационный перепад давления имеет тот же порядок величин, что и напор, соответствующий мощности нефтяной зоны, для жидкостей с разными плотностями.

8.14. Подземные резервуары с напором подошвенной воды. Аналитические выражения. Производительность скважин. Исходя из принятого здесь физического представления, движение воды в системах с напором подошвенной воды подчиняется уравнению Лапласа. Если считать с самого начала, что продуктивный коллектор анизотропен с вертикальной и горизонтальной проницаемостью k_z и k_h, то потенциальное уравнение в цилиндрических координатах (r, z) будет иметь следующий вид:

$$\frac{k_h}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial \Phi}{\partial r}\right)+k_z\frac{\partial^2\Phi}{\partial z^2}=0; \quad \Phi=\frac{p-\gamma g z}{\mu}, \tag{1}$$

где p — давление; γ — плотность нефти; μ — ее вязкость; g — ускорение силы тяжести.

Если исходную мощность нефтяной зоны обозначить через h, радиус скважины — r_c, вскрытие пласта скважиной — b и установить начало координат в центре скважины, где она проникает в продуктивную породу, то граничные условия будут

$$\left.\begin{aligned}&\frac{\partial\Phi}{\partial z}=0; \quad z=0; \quad \Phi=\text{const}; \quad z=h;\\ &\Phi=\text{const}\,(\Phi_c); \quad z\leqslant b; \quad r=r_c;\end{aligned}\right\} \tag{2}$$

Первое условие выражает замкнутость нефтяной зоны непроницаемым пластом. Второе обозначает, что давление у исходной горизонтальной поверхности раздела между водой и нефтью остается однородным на протяжении всего процесса добычи нефти. Третье уравнение требует, чтобы потенциал на поверхности забоя скважины был постоянен. Если преобразовать координаты для создания эквивалентной изотропной системы и ввести безразмерные переменные как

$$z'=z\sqrt{k_h/k_z}; \quad h'=h\sqrt{k_h/k_z};$$

$$\bar{z}=z'/2h'=z/2h; \quad \bar{x}=b/2h; \quad \varrho=r/2h'; \quad \varrho_c=r_c/2h', \tag{3}$$

то уравнение (1) становится

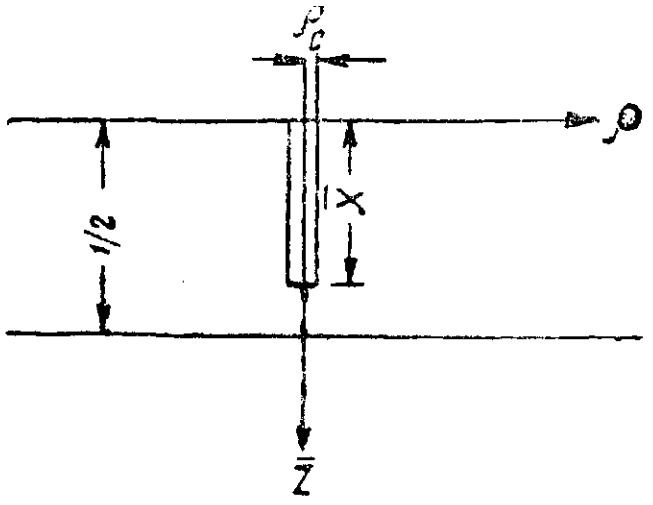
$$\frac{1}{\varrho}\frac{\partial}{\partial\varrho}\left(\varrho\frac{\partial\Phi}{\partial\varrho}\right)+\frac{\partial^2\Phi}{\partial\bar{z}^2}=0. \tag{4}$$

Граничные условия уравнения (2) принимают вид:

$$\left.\begin{aligned} &\frac{\partial \Phi}{\partial \bar{z}} = 0 \rightarrow \bar{z} = 0; \quad \Phi = \text{const}\,(0) \rightarrow \bar{z} = \frac{1}{2}\,; \\ &\Phi = \text{const}\,(\Phi_c) \rightarrow \bar{z} \leqslant \bar{x}; \quad \varrho = \varrho_c. \end{aligned}\right\} \qquad (5)$$

На фиг. 151 изображена схематическая скважина в координатах $(\varrho, \bar{z})$.

Решения уравнения (4) для удовлетворения граничных условий уравнения (5) могут быть построены при помощи синтеза элементов притока вдоль оси скважины. Единственное требуемое здесь условие, чтобы при $\bar{z} = {}^1/_2$ отдельные потенциальные функции становились скорее постоянными (нуль), чем развивали нулевой нормальный градиент. Если рассматривать исследуемую скважину как единичную скважину в бесконечной квадратной сетке с расстояниями $\bar{a}$, то легко показать, что потенциальная функция, обусловленная элементом потока с интенсивностью $qd\alpha$ на глубине α, в единицах $\bar{z}$ будет



Фиг. 151. Схема несовершенного вскрытия пласта забоем скважины, работающей под напором подошвенной воды, построенная для безразмерной и изотропной системы координат; уравнение 8.14 (3).

$$d\Phi = 8q\,d\alpha \sum_{\text{нечет}} \cos n\pi\bar{z} \cos n\pi\alpha \times$$

$$\times \left[K_0 (n\pi\varrho) + \frac{I_0 (n\pi\varrho)\, K_1 (n\pi\varrho_к)}{I_1 (n\pi\varrho_к)} \right], \qquad (6)$$

где K_0, I_0, K_1, I_1 — бесселевы функции третьего рода нулевого и первого порядка соответственно; $\varrho_к$ определяется посредством

$$\pi\varrho_к^2 = \frac{a^2}{4h'^2} = \frac{\bar{a}^2}{4}\,; \quad \bar{a} = \frac{a}{h}\sqrt{\frac{k_z}{k_h}}\,. \qquad (7)$$

Предполагается, что элементы квадратной сетки, изолирующие отдельные скважины, эквивалентны замкнутым круговым дискам с радиусом $r_к$ и с той же площадью. Параметр a можно рассматривать как безразмерное расстояние между скважинами. Постоянная плотность линейного потока q_m от $z = 0$ до $z = x_m$ выражает поэтому потенциальную функцию:

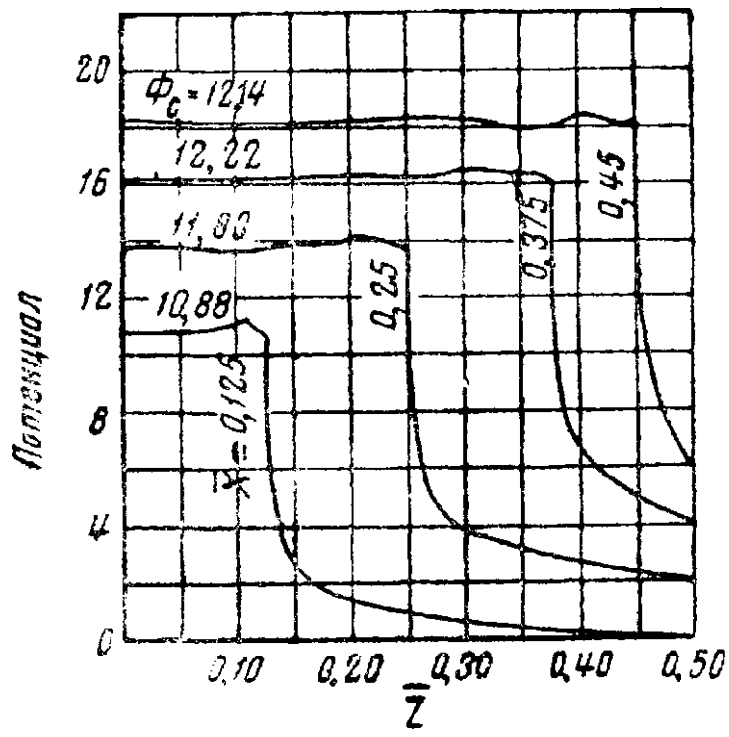
$$\Phi_m = \frac{8q_m}{\pi} \sum_{\text{нечет}} \frac{\cos n\pi\bar{z} \sin n\pi\bar{x}_m}{n} \left[K_0 (n\pi\varrho) + \frac{I_0 (n\pi\varrho)\, K_1 (n\pi\varrho_к)}{I_1 (n\pi\varrho_к)} \right] \qquad (8)$$

Применяя предельный вид уравнения (8), соответствующий малым значениям ϱ, и налагая эффекты различных отрезков,

описывающих постоянный расход, с длиной x_m и плотностью q_m, можно вывести результирующую потенциальную функцию Φ следующего вида:

$$\Phi = \sum q_m \Phi_m (\bar{z}, \varrho, \bar{x}_m), \tag{9}$$

которая выражает приближенно постоянный потенциал на поверхности забоя скважины. На фиг. 152 приведены кривые распределения потенциалов на поверхности забоя скважины и под ее забоем вдоль оси, определенного для бесконечных расстояний между скважинами и $\varrho_c = 0{,}001$. Указанные значения Φ_c представляют потенциалы на поверхности забоя скважины, осредненные по глубинам вскрытия пласта $\bar{x}$.



Фиг. 152. Кривые расчетного распределения потенциалов на поверхности забоя скважины и под ним для несовершенного вскрытия пласта и напора подошвенной воды.

Φ_c — усредненный потенциал на поверхности забоя скважины; $\bar{x}$ = (вскрытие пласта)/(2 × мощность нефтяной зоны). Величины 2, 4 и 6 добавляются к значениям потенциалов для $\bar{x} = 0{,}25$; 0,375 и 0,45 соответственно.

Дебиты скважины, соответствующие элементу потока, с действительной длиной b_m и плотностью q_m легко найти из выражения

$$Q_m = -2\pi k_h \int_0^{b_m} r \left(\frac{\partial \Phi_m}{\partial r}\right)_0 dz =$$

$$= -2\pi k_z \int_0^{r_к} r \left(\frac{\partial \Phi_m}{\partial z}\right)_h dr =$$

$$= 8\pi h q_m k_h \bar{x}_m. \tag{10}$$

Если добавить аналогичную долю дифференциальных элементов с интенсивностью q_p согласно уравнению (6), которые обычно требуются для развития равномерного потенциала на поверхности забоя скважины на основе приведенного синтеза, то результирующий дебит из каждой скважины в сетке будет

$$Q = 8\pi h k_h \left(\sum q_m \bar{x}_m + q_p\right). \tag{11}$$

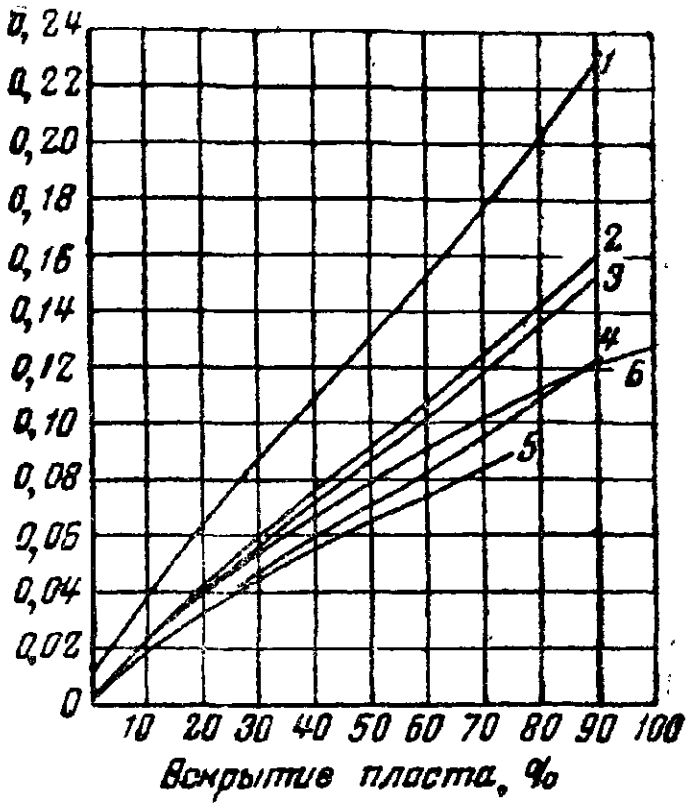
Так как потенциальные функции уравнений (6), (8) и (9) обращаются в нуль при $\bar{z} = 1/2$ начальной поверхности раздела воды и нефти, то общее падение потенциалов, соответствующее отбору Q, является приближенным постоянным потенциалом на поверхности забоя скважины Φ_c из уравнения (9). Если выразить безразмерный дебит нефти через

$$\bar{Q}_к = \frac{4\left(\sum q_m \bar{x}_m + q_p\right)}{\Phi_c} = \frac{Q}{2\pi h k_h \Delta\Phi}, \tag{12}$$

то фактические дебиты в *м³/сутки* для падения давления Δp, будут

$$Q = \frac{0{,}00015\, h k_h \bar{Q}_н \Delta p}{\mu}, \qquad (13)$$

где h выражено в *м*, k_h — в миллидарси, Δp в *ат*, а μ в сантипуазах. На фиг. 153 изображены результаты численной оценки уравнения (12) в разных условиях как функции глубины вскрытия пласта забоем скважины.



Фиг. 153. Расчетная эксплуатационная производительность на единицу мощности пласта в безразмерном виде для несовершенных скважин, работающих под напором подошвенной воды.

Кривые: *1* — $\varrho_c = 0{,}005$, $A = \infty$; *2* — $\varrho_c = 0{,}001$, $A = \infty$; *3* — $\varrho_c = 0{,}001$, $A = 1$; *4* — $\varrho_c = 0{,}0002$, $A = \infty$; *5* — $\varrho_c = 0{,}001$, $A = 0{,}2$; *6* — несовершенные скважины в системах с установившимся состоянием радиального течения; Q — текущий дебит в единицах размеров пласта; μ — вязкость нефти; k_h — проницаемость по горизонтали; h — мощность нефтяной зоны; $\Delta\Phi$ — падение давления или потенциала; ϱ_c — безразмерный радиус скважины; A — уплотнение в 0,4 *га* на скважину.

Значения A на фиг. 153 представляют плотности размещения скважин в 0,4 *га* на скважину соответственно особым значениям $\bar{a}$, ϱ_c и r_c, данным через

$$A = 5{,}74 \cdot 10^{-6} r_c^2 \frac{\bar{a}^2}{\varrho_c^2}. \qquad (14)$$

В той мере, в какой радиус скважины r_c рассматривается как постоянный, колебания ϱ_c отражают изменение h', определенное уравнением (3). Отсюда три кривых для $A = \infty$ (бесконечное размещение скважин), соответствуют мощностям продуктивной зоны, меняющимся в пять раз, или соотношениям проницаемости, различающимся коэффициентом 25. Более высокие значения $\bar{Q}_н$ для больших значений ϱ представляют возрастающую эксплуатационную производительность с понижением мощности продуктивного горизонта или рост проницаемости по вертикали.

Понижающийся текущий дебит для постоянного ϱ_c с уплотнением сетки размещения скважин возникает из уменьшения площади питания на скважину у контакта вода—нефть. Изменение дебитов в зависимости от расстояния между скважинами происходит, как и следует ожидать, довольно медленно.

Кривая *6* на фиг. 153 относится к установившемуся состоянию радиального напора в изотропной породе с мощностью 37,5 *м** и отношением радиуса питания к радиусу скважины 2640.

---

* Мощность имеет здесь меньшее значение, за исключением случаев незначительной глубины вскрытия пласта.

Эквивалентная площадь размещения для радиуса скважины 7,5 *см* дает 12,6 *га* на скважину, откуда видно, что текущие дебиты имеют сравнимую величину и изменяются с глубиной вскрытия пласта аналогично скважинам, работающим под напором подошвенной воды.

8.15. Подземные резервуары с напором подошвенной воды; эффективность вытеснения нефти; водонефтяные факторы. Характер подъема поверхности раздела вода—нефть и количество безводной нефти, которую можно получить до прорыва подошвенной воды, представляют больший интерес, чем текущие дебиты скважины, получаемые при напоре нижней пластовой воды. Количество безводной нефти может быть описано выражением «эффективность вытеснения», определяемой в долях объема нефтяного горизонта, дренируемого скважиной, который извлекается к моменту, когда вода впервые достигнет забоя скважины. Это значение колеблется, очевидно, в пределах от 0 до 1. Низкие значения эффективности вытеснения указывают, что вода быстро поступает в эксплуатационную скважину, промывая лишь незначительную часть нефтяной зоны. Однако предельное значение 1 означает, что весь нефтяной коллектор равномерно затоплен водой к моменту появления воды.

Если V — объем нефтяной зоны с мощностью h, вымытый поднимающимся водным зеркалом к моменту прорыва воды, и a — расстояние между скважинами, то эффективность вытеснения будет

$$E = \frac{V}{a^2 h}. \tag{1}$$

Значение V можно выразить как

$$V = \frac{Qt}{f}, \tag{2}$$

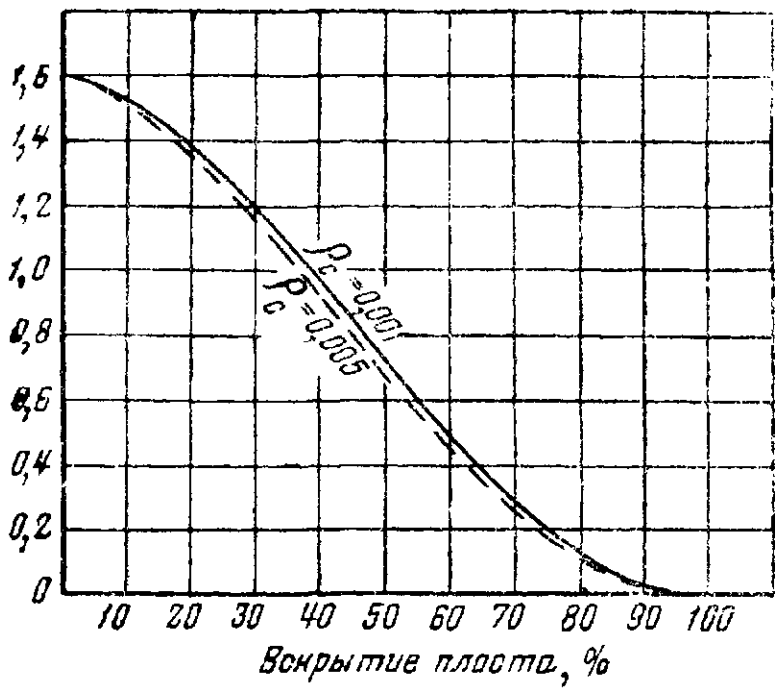
где t — время, необходимое для прорыва воды в эксплуатационную скважину; Q — дебит нефти, принятый равномерным; f — эффективность микроскопического вытеснения, т. е. произведение пористости нефтяной зоны на часть объема порового пространства, занятого поступившей водой. Так как вода, очевидно, поднимается быстрее всего вдоль оси скважины, t дано:

$$t = \int_h^h \frac{dz}{v_z} = \frac{4h^2 f}{k_z} \int_{1/2}^{\bar{x}} d\bar{z} \Big/ \frac{\partial \Phi}{\partial \bar{z}}, \tag{3}$$

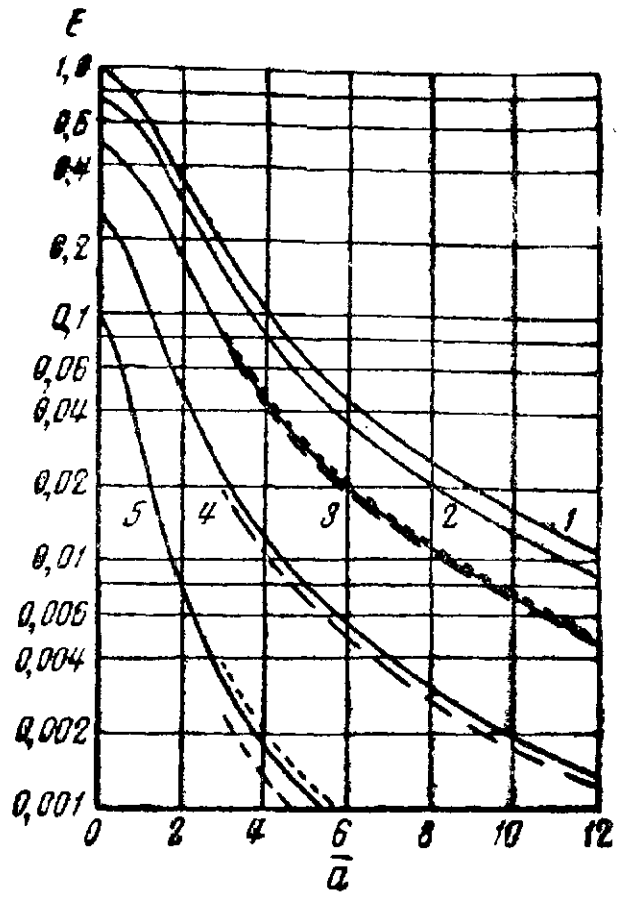
где скорость по вертикали v_z и градиент потенциала $\frac{\partial \Phi}{\partial z}$ отнесены к оси скважины.

Путем объединения уравнений (1), (2) и (3) с уравнениями 8.14(3), 8.14(7), 8.14(11) находят, что E можно выразить как

$$E = \frac{F(x, \bar{a}, \varrho_c)}{\bar{a}^2}, \qquad (4)$$



Фиг. 154. Расчетная кривая изменения зависимости функции F эффективности вытеснения (к. и. д.) для пластов с напором подошвенной воды [уравнение 8.15 (5)] по отношению к вскрытию пласта для безразмерного параметра расстояния между скважинами $\bar{a} > 3{,}5$. Для крестиков на кривой $\varrho_c = 0{,}0002$, ϱ_c — безразмерный радиус скважины.



Фиг. 155. Расчетные кривые изменения эффективности вытеснения E в зависимости от параметра размещения скважин $\bar{a}$ для пластов с напором подошвенной воды.

Для кривых *1*, *2*, *3*, *4* и *5* глубина вскрытия пласта 0; 25; 50; 75 и 90% соответственно; ϱ_c = 0,001, 0,002 и 0,005 для сплошных, а также верхней и нижней прерывистых кривых; ϱ_c и $\bar{a}$ определяются из уравнения 8.14 (3) и 8.14 (7).

где

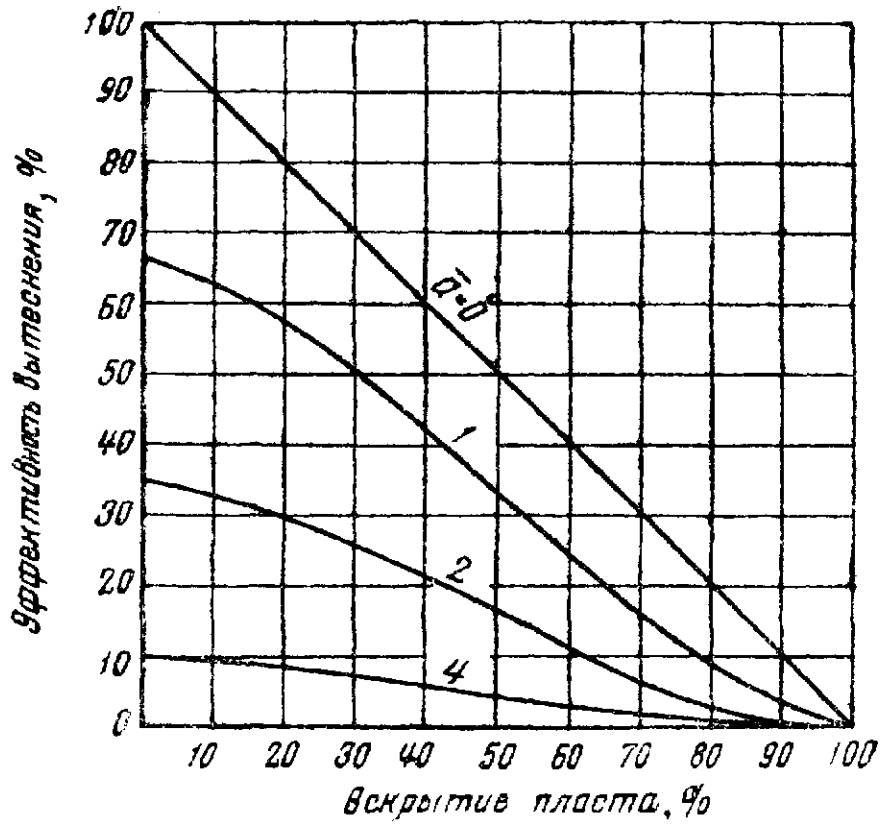
$$F = 32\pi\left(\sum q_m \bar{a}_m + q_p\right) \int_{1/2}^{\bar{x}} d\bar{z} \Big/ \frac{\partial \Phi}{\partial \bar{z}}. \qquad (5)$$

Так как параметр расстояния между скважинами $\bar{a}$ входит в анализ непосредственно лишь через вторые члены в скобках [уравнение 8.14(8)], которые экспоненциально исчезают с увеличивающимся ϱ_c или $\bar{a}$, то F не зависит от $\bar{a}$, когда последнее достаточно велико. Можно показать, что это имеет место, когда $\bar{a} > 3{,}5$, F тогда становится функцией только ϱ_c и несовершенного вскрытия $\bar{x}$. Численные значения F нанесены по отношению к глубине вскрытия продуктивного пласта для этого интервала $\bar{a}$ (фиг. 154).

Следует отметить, что значения F довольно независимы от величины ϱ_c. Взяв F (из фиг. 154) для больших значений $\bar{a}$ и отдельно определенных значений при $\bar{a} < 3{,}5$, получим соответствующую «эффективность вытеснения», выраженную уравнением (4). Значения ее нанесены по отношению к $\bar{a}$ на фиг. 155

для постоянной величины вскрытия пласта и значений ϱ_c. Видно, это E непрерывно уменьшается с ростом $\bar{a}$; для $\bar{a} > 3{,}5$, E меняется обратно пропорционально $\bar{a}^2$.

При постоянных мощности продуктивного горизонта и соотношения проницаемостей «эффективность вытеснения» пропорциональна уплотнению скважин при $\bar{a} > 3{,}5$. Пунктирные кривые на фиг. 155 указывают влияние безразмерного радиуса скважины ϱ_c. Этот эффект незначителен и исчезает почти полностью при 25% вскрытии пласта или меньше, но эффективность вытеснения возрастает с уменьшением ϱ или радиуса скважины, если считать, что h' постоянно.



Фиг. 156. Расчетные кривые изменения эффективности вытеснения для пластов с напором подошвенной воды в зависимости от величины вскрытия последних и постоянных значениях безразмерного параметра размещения скважин $\bar{a}$. Безразмерный радиус скважины — 0,001.

Низкие значения эффективности вытеснения, указанные на фиг. 155, для больших значений a, оправдывают с самого начала учет возможной анизотропии продуктивного пласта. Так, при строго изотропном песчанике a представляло бы отношение расстояния между скважинами к мощности продуктивного коллектора. Если бы последняя равнялась 7,5 *м*, а расстояние между скважинами 200 *м* (4 *га* на скважину), то a равнялось бы 26,6. Отсюда при условии, что скважина лишь вскрыла нефтяную зону и $F = 1{,}6$, E составляло бы 0,0023. Таким образом, меньше $^1/_4$% от 30 *га/м* продуктивного горизонта, теоретически дренируемого каждой скважиной, вымывалось бы к моменту, когда поднимающаяся поверхность раздела вода — нефть достигнет забоя скважин. Если пористость коллектора была бы 25%, а к. п. д. микроскопического вытеснения нефти составлял 60%, то до появления воды в скважине было бы извлечено только 107 $м^3$ пластовой нефти.

Таким образом, для объяснения причин извлечения тысяч куб. метров безводной нефти под напором подошвенной воды из скважин, не расположенных непосредственно над глинистыми прослойками в продуктивном горизонте, необходимо учесть анизотропность последнего.

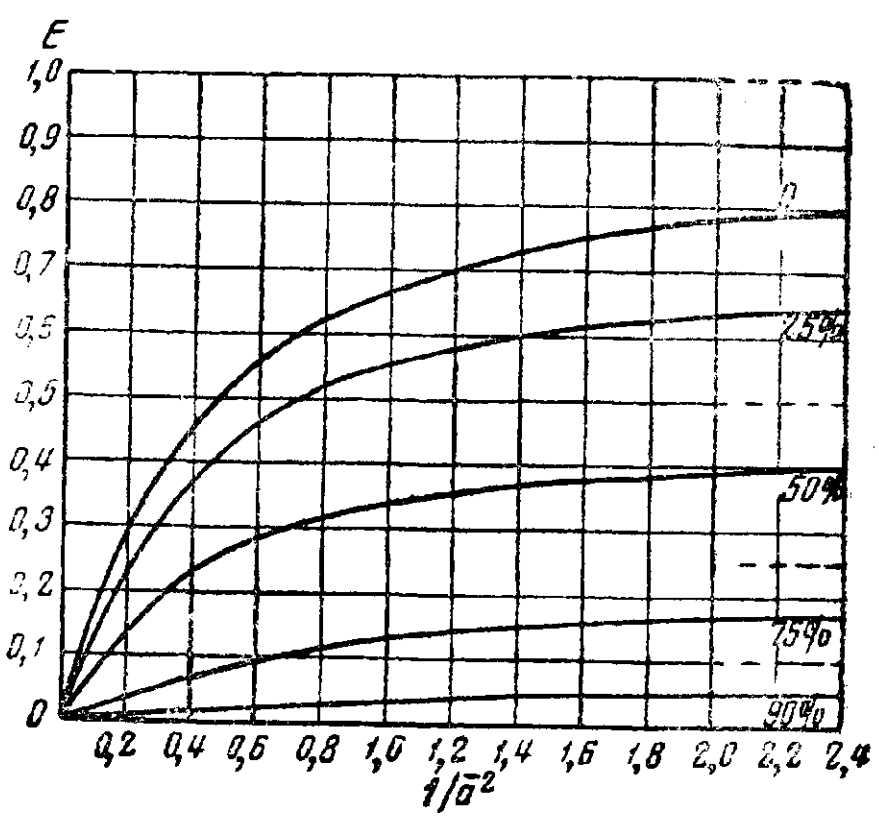
Кривые «эффективность вытеснения» с глубиной вскрытия продуктивного пласта для постоянных значений $\bar{a}$ приведены на фиг. 156. Изменение E с $1/\bar{a}^2$, что пропорционально плотности

скважин при мощности пласта и соотношении проницаемости постояннной, изображено на фиг. 157.

Численное значение общей добычи безводной нефти на скважину дано выражением

$$\overline{Q} = \frac{F\overline{f}h^3k_h}{\beta k_z} \ м^3, \tag{6}$$

где β — коэффициент объема пластовой нефти, а h выражено в *м*. Если значение $\overline{a}$, соответствующее h, k_h/k_z и расстоянию между скважинами, превышает 3,5, то F можно определить из кривых на фиг. 154. Видно, что извлечение безводной нефти на скважину в этом интервале не зависит от абсолютного расстояния между скважинами и пропорционально отношению проницаемости по горизонтали к проницаемости по вертикали, а также кубу мощности нефтяного горизонта.



Фиг. 157. Расчетные кривые эффективности вытеснения E в зависимости от величины, обратной квадрату безразмерного размещения скважин $\overline{a}$, для постоянных значений вскрытия пласта, помещенных на графике. Прерывистые отрезки показывают асимптоты E для бесконечного уплотнения скважин.

Согласно фиг. 155 и 156 абсолютный предел «эффективности вытеснения» даже при условии, что поверхность раздела вода — нефть поднимается строго горизонтально, как при нулевом размещении скважин ($a = 0$), соответствует лишь затоплению части продуктивного горизонта ниже забоя скважины. Чтобы сравнить поведение скважин с различной степенью вскрытия до появления в них воды, удобнее изобразить «эффективность вытеснения» частью нефтенасыщенной зоны под забоем скважины. Тогда «эффективность вытеснения» для последнего случая относится к E как

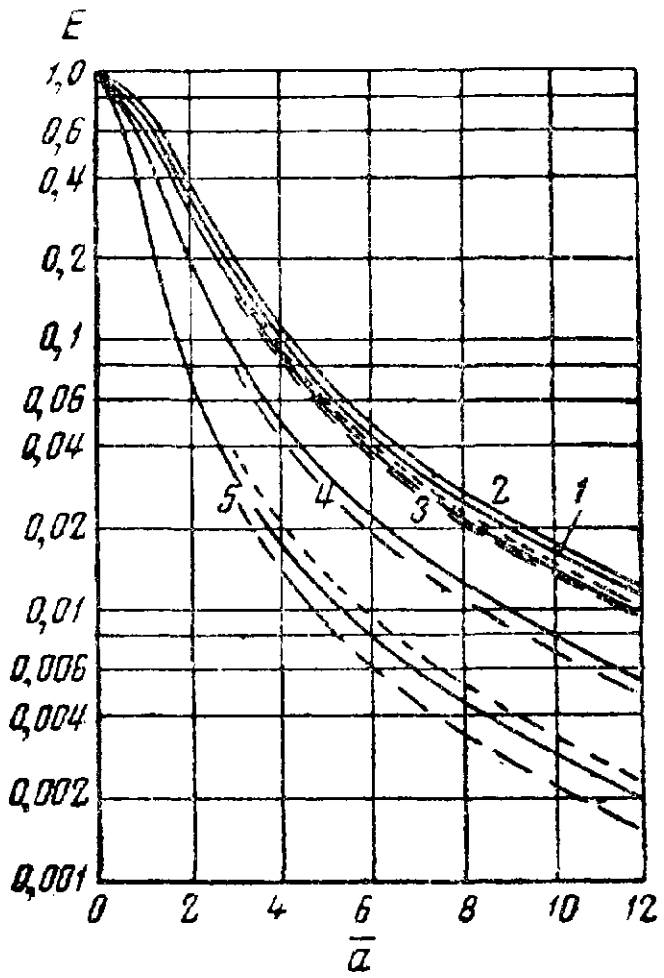
$$\overline{E} = \frac{E}{1 - 2\overline{x}}, \tag{7}$$

так что полное затопление продуктивного горизонта, не вскрытого забоем скважины, ко времени прорыва воды представляет 100% указанной эффективности вытеснения [уравнение (7)]. Фиг. 158 перечерчена с фиг. 155 для $\overline{E}$.

Расхождение кривых на фиг. 158 показывает, что $\overline{E}$ уменьшается с углублением скважины при больших вскрытиях про-

дуктивного пласта, хотя эта тенденция приобретает обратное значение при вскрытиях менее 40%.

Низкие значения добычи безводной нефти, вытекающие из уравнения (6), и эффективности вытеснения, указанной на фиг. 155—157, при условии, что продуктивный коллектор не сильно анизотропен, означают, что на большей части процесса нефтедобычи происходит одновременный отбор из пласта нефти и воды.



Фиг. 158. Расчетные кривые изменения эффективности вытеснения $\bar{E}$ [уравнение 8.15 (7)] в зависимости от безразмерного параметра размещения скважин. Обозначения взяты из фиг. 155.

Если для расчета эффективности вытеснения применить взятые допущения и пренебречь различием между нефтенасыщенными и затопленными водой частями продуктивного горизонта, можно показать, что распределение линий тока в системе течения до и после прорыва воды, соответствующее потенциальной функции уравнения 8.14(9), будет

$$\bar{\psi} = \frac{\psi}{32hk_h} =$$

$$= \varrho \sum q_m \sum_{\text{нечет}} \frac{\sin n\pi\bar{z} \sin n\pi\bar{x}_m}{n} \left[K_1(n\varrho) - \right.$$

$$\left. - \frac{I_1(\pi n\varrho) K_1(\pi n\varrho_к)}{I_1(\pi n\varrho_к)} \right], \qquad (8)$$

где ψ — действительная функция течения, а $\bar{\psi}$ — эквивалентный вид, более удобный для численного приложения. Можно легко проверить, что уравнение (8) удовлетворяет физическим требованиям для функции течения, а именно оно исчезает при $\bar{z} = 0$ и $\varrho = \varrho_к$, а при $\varrho = 0$, $\bar{z} > \bar{x}$ и $\bar{\psi}$ принимает значение общего расхода, данное уравнением 8.14(11), исключая член q_p.

Типичный ряд функций течения, высчитанных при помощи уравнения (8), нанесен на фиг. 159 для скважины с 50% вскрытием при $\varrho_c = 0{,}001$ и $\bar{a} = 4/\sqrt{\pi}$ (0,73 $га$ на скважину).

Функции течения ϱ_c связаны с потенциальными функциями Φ в системе цилиндрических координат для анизотропной среды уравнениями

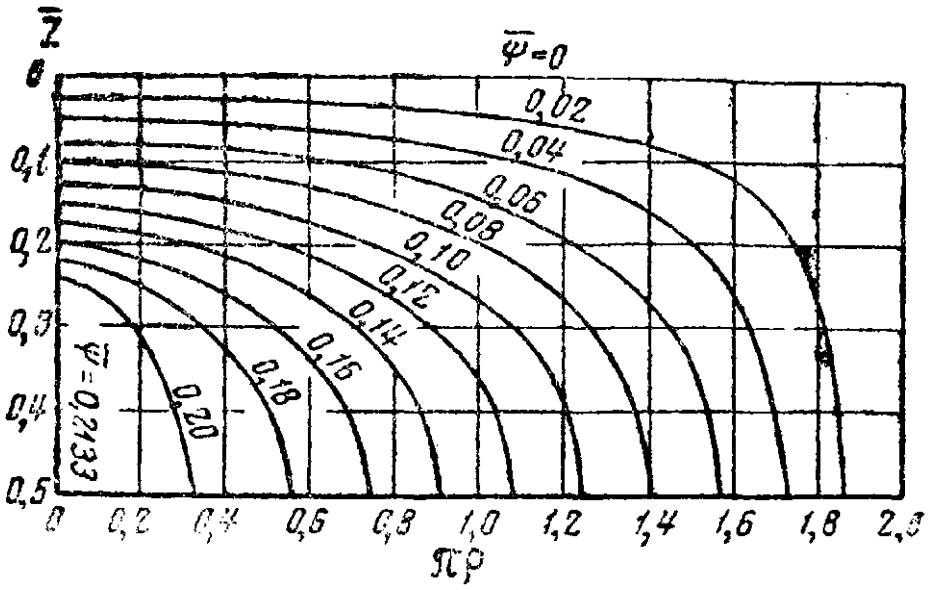
$$\frac{\partial\psi}{\partial z} = -2\pi r k_h \frac{\partial\Phi}{\partial r}; \quad \frac{\partial\psi}{\partial r} = 2\pi r k_z \frac{\partial\Phi}{\partial z}, \qquad (9)$$

причем время, взятое для частицы жидкости, которая достигает

любого произвольного уровня внутри нефтяного горизонта, от начального контакта вода — нефть, $\bar{z} = {}^1/_2$, следующее:

$$t = \frac{\pi \bar{f}}{16 h k_h} \int r ds \Big/ \frac{\partial \bar{\psi}}{\partial n} \cong \frac{\pi \bar{f}}{16 h k_h} \int \frac{r ds \Delta n}{\Delta \bar{\psi}}, \qquad (10)$$

где ds — элемент поверхности тока, по которой следует частица; dn, Δn — элемент, нормальный к ds, а $\Delta\bar{\psi}$ — изменение в $\bar{\psi}$ на расстоянии Δn. Если считать $\Delta\bar{\psi}$ постоянным, то интеграл уравнения (10) будет: $1/(2\pi\Delta\bar{\psi}) \times$ дифференциальный физический объем ΔV, вытесненный частицами жидкости, лежащими на исходной поверхности вода — нефть, между $\bar{\psi}$ и $\bar{\psi} + \Delta\bar{\psi}$. Этот объем вращения вокруг оси $\bar{z}$ можно выразить площадью ΔA, измеренной между $\bar{\psi}$ и $\bar{\psi} + \Delta\bar{\psi}$, когда функции течения нанесены в системе координат $(\bar{z}, \pi^2\varrho^2)$. Тогда уравнение (10) можно переписать так:



Фиг. 159. Расчетное распределение линий тока для 50% вскрытия пласта забоем скважины, работающей под напором подошвенной воды. Безразмерные, параметр размещения скважин $\bar{a}$ и радиус скважины ϱ_c равняются $4/\sqrt{V}$ и 0,001. Координаты z, ϱ даются уравнением 8.14 (3).

$$t = \frac{\bar{f}}{32 h k_h} \frac{\Delta V}{\Delta\bar{\varphi}} = \frac{\bar{f} h'^2}{4\pi k_h} \frac{\Delta A}{\Delta\bar{\psi}}. \qquad (11)$$

Дебит нефти можно выразить

$$Q_н = \bar{f} \frac{\delta V}{\delta t}, \qquad (12)$$

где δV — приращение общего объема нефтяной зоны, вытесненное между двумя соседними поверхностями водонефтяного раздела во время δt. Если δV выразить аналогично ΔV площадью δA в координатах поверхностей раздела $(\bar{z}, \pi^2\varrho^2)$, то уравнение (12) примет вид:

$$Q_н = \frac{32 k_h h \Delta\psi \delta\bar{A}}{\delta \Delta A}. \qquad (13)$$

Выражая $\Delta\bar{\psi}$ частью α общего интервала $\bar{\Psi}_{max}$, т. е.

$$\Delta\bar{\psi} = \alpha\bar{\psi}_{max} = \frac{\alpha Q}{32 h k_h}, \qquad (14)$$

где Q — суммарный дебит $(Q_н + Q_в)$; получаем для водонефтяного фактора $R_в$ из уравнения (13) выражение

$$R_в = \frac{Q_в}{Q_н} = \frac{1\delta\Delta A}{\alpha\delta A} - 1 = \frac{1d\Delta A}{\alpha dA} - 1, \qquad (15)$$

где правая часть уравнения (15) дает предельный эквивалент при условии бесконечно малых приращений времени. Так, водонефтяной фактор плюс единица дается наклоном кривой дифференциальной площади между соседними линиями тока ΔA по отношению к общей площади A под поверхностями раздела, умноженной на $1/\alpha$. Состояние системы, связанной с любым данным наклоном, определяется значением A, которое можно выразить через долю общего вытесненного объема дренирования. Эта доля выражена отношением A к общей площади, скрытой в графиках распределения функций потока, построенных для координат $(\bar{z}, \pi^2, \varrho^2)$.

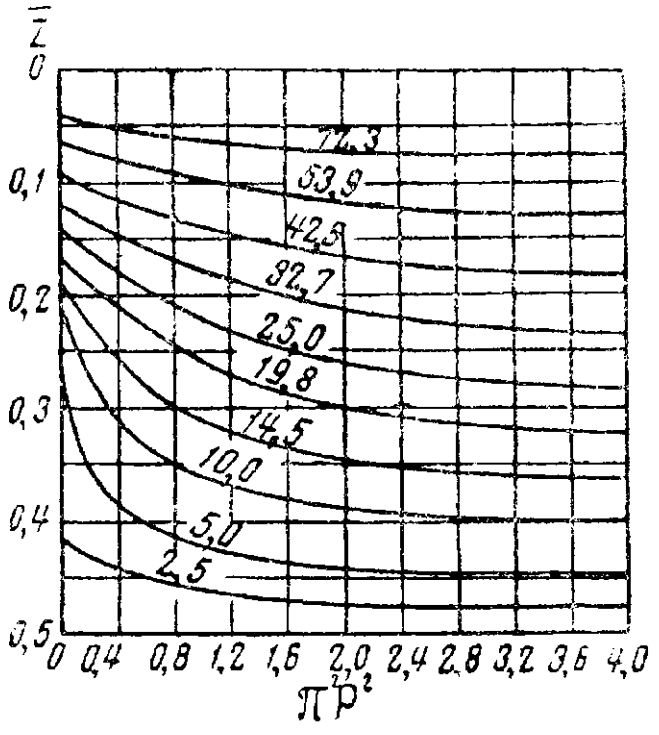
Хотя уравнение (15) можно составить непосредственно, исходя из общих рассуждений, приведенный здесь подробный вывод указывает на характер вспомогательной численной работы по оценке R_c. Кроме того, необходимо вычислить форму, которую имеют поверхности на разделе вода — нефть. Если бы можно было определить эти поверхности раздела и распределение функций потока независимо, а особенно изменение функций потока вдоль поверхности скважины, можно было бы подсчитать R_c из отношения

$$R_c = \frac{\bar{\psi}_{max} - \bar{\psi}_i}{\bar{\psi}}, \qquad (16)$$

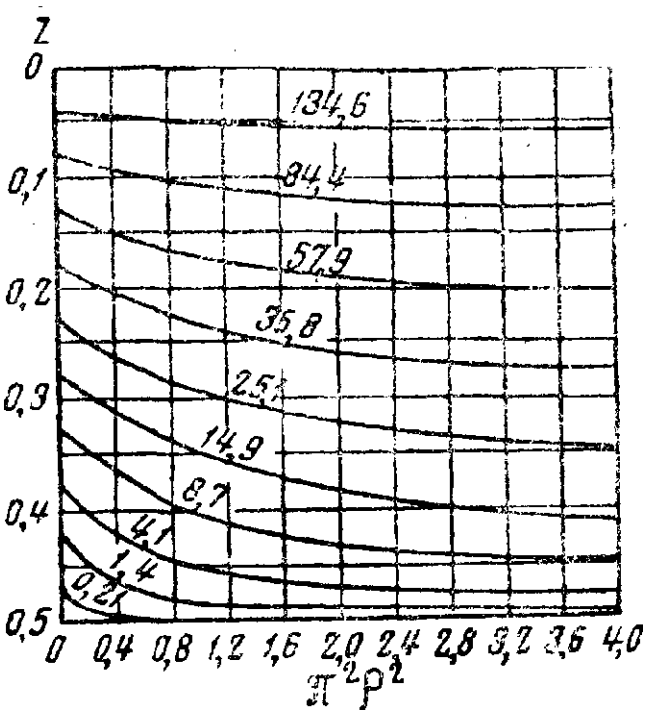
где $\bar{\psi}_i$ — значение $\bar{\psi}$, при котором поверхность раздела пересекает поверхность скважины. Найденный таким образом водонефтяной фактор следует увязать с площадью или объемом под поверхностью раздела при пересечении скважины, охарактеризованной $\bar{\psi}_i$.

Раздел вода—нефть представляет, очевидно, поверхности постоянного времени для передвижения частицы от исходной плоскости контакта воды и нефти. Они формально определяются уравнением (10), но удобнее их определять при помощи уравнения (11), согласно которому поверхности постоянного времени являются также поверхностями дифференциальной площади ΔA между поверхностями линий тока с отстоянием $\Delta\bar{\psi}$, измеренным в системе координат $(\bar{z}, \pi^2, \varrho^2)$. Типичные поверхности раздела вода—нефть, определяемые постоянными значениями ΔA, нанесены на фиг. 160 и 161 для 50 и 90% вскрытия соответственно и эффективного уплотнения 0,73 *га* на скважину. Необходимо отметить конусообразный характер поверхностей раздела перед прорывом воды и их последующее выполаживание.

Если применить уравнение (15) к поверхностям раздела вода—нефть, приведенным на фиг. 160 и 161, в соответствующих зависимостях распределения функций потока, можно определить теоретическое изменение водонефтяного фактора с общей нефтеотдачей. Полученные кривые для несовершенных скважин и различных параметров их размещения даны на фиг. 162.



Фиг. 160. Вычисленные поверхности раздела вода—нефть для скважины с 50% вскрытием пласта и работающей под напором подошвенной воды. ΔA — бесконечно малое приращение площади, пропорциональное времени, в $см^2$, и замеренное на первоначальных графиках линии тока. Остальные обозначения взяты из фиг. 159.



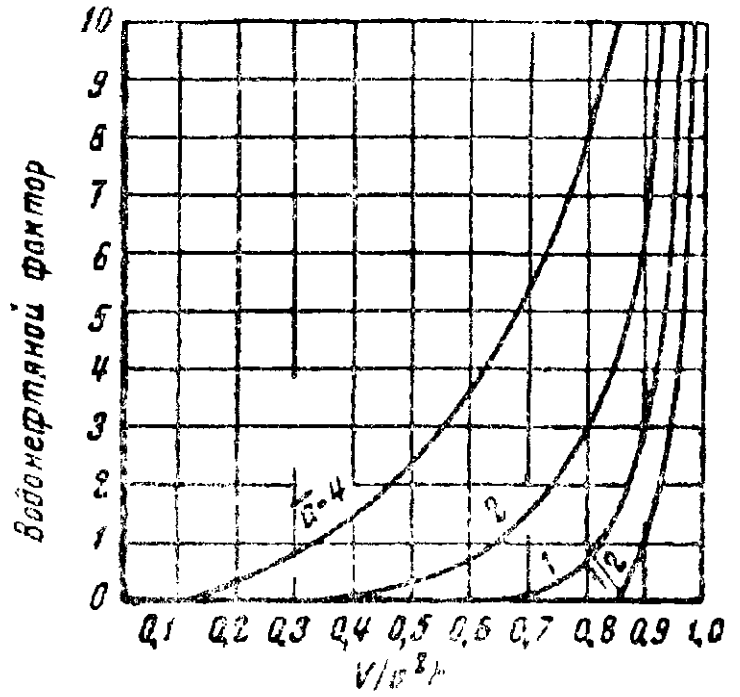
Фиг. 161. Вычисленные поверхности водонефтяного раздела для скважины с 90% вскрытием пласта и работающей под напором подошвенной воды. Условия и обозначения взяты из фиг. 160.

Несколько аналогичных кривых для неисчезающего вскрытия продуктивного пласта нанесены на фиг. 163. На фиг. 163 общая нефтеотдача выражена частью общего объема нефтяной зоны на скважину, подвергшейся обводнению, а отрезки на абсциссах представляют, очевидно, эффективность вытеснения, приведенную на фиг. 155. Так как переменная абсцисс не может превысить физически единицу, кривые должны сойтись по необходимости и иметь общую вертикальную асимптоту на этом пределе.

Интересно заметить, что сходимость кривых наступает к моменту подъема водонефтяного фактора до 5—10.

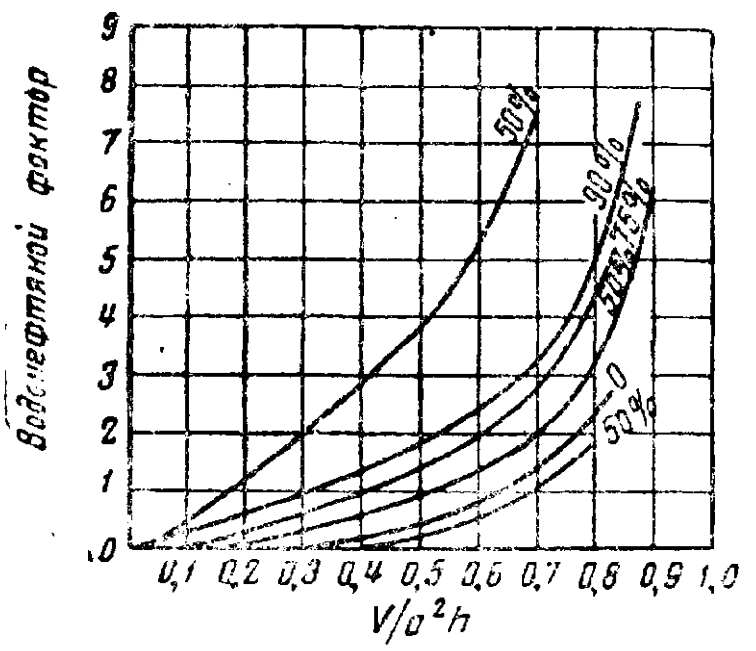
Для полностью несовершенных скважин добыча безводной нефти в 2,6 раза выше при $\bar{a} = 1/2$ по сравнению с $\bar{a} = 2$. Общая же добыча нефти при водонефтяном факторе 5 будет только на 11% выше для $\bar{a} = 1/2$. Отсюда при размещении скважин или вскрытии пласта, способствующих высокой эффективности вы-

теснения, увеличение суммарной добычи нефти, ограниченной ростом водонефтяного фактора до неэкономичных пределов, будет на много ниже по сравнению с добычей безводной нефти.



Фиг. 162. Расчетные кривые изменения водонефтяного фактора в зависимости от суммарной нефтеотдачи для скважин, вскрывших нефтяной пласт, но не углубившихся в него, и работающих под напором подошвенной воды.

V — объем нефтяной зоны, затопленной водой; на скважину; a — расстояние между скважинами; h — мощность нефтяной зоны; $\bar{a}$ — безразмерный параметр размещения скважин.



Фиг. 163. Расчетные кривые изменения водонефтяного фактора в зависимости от суммарной нефтеотдачи для несовершенных скважин, работающих под напором подошвенной воды.

Для самой верхней кривой уплотнение равно 2,92 *га* на скважину; для последующих четырех кривых уплотнение составляет 0,732 *га* на скважину; для наиболее нижней кривой уплотнение равно 0,03 *га* на скважину. Цифры на кривых показывают вскрытие пласта в процентах. Остальные обозначения взяты из фиг. 162.

8.16. Роль проницаемости анизотропной среды и размещения скважин в коллекторах с напором подошвенной воды. Наибольшее значение рассматриваемого анализа для скважин, работающих под напором подошвенной воды, имеет характер продуктивных коллекторов, связанный с их изотропностью. Если принять нефтяную зону изотропной, то теоретическая эффективность вытеснения нефти из нее, а также количество добытой нефти крайне ограничены. Наблюдения над добычей безводной нефти в заметных количествах из скважин, законченных в пластах с подвижными подошвенными водами и работающих под их напором, показывают высокую анизотропную проницаемость. Так, для получения эффективной степени вытеснения — 25% — в коллекторе, имеющем мощность 7,5 *м*, при размещении скважин с плотностью 4 *га* на каждую отношение горизонтальной проницаемости к вертикальной должно иметь значение, указанное в табл. 23, где a является безразмерным параметром размещения скважин, изображенным на фиг. 158, при $\bar{E} = 0{,}25$. Если бы коллектор был изотропным, значение этого фактора было бы 26,4; h' дают эквивалентные значения мощности нефтяной зоны для $\bar{E} = 0{,}25$ в изотропной среде.

Таблица 23

Отношения проницаемости, необходимые для получения 25% эффективного вытеснения в нефтяной зоне, с мощностью 7,5 *м*

Вскрытие пласта, %	k_h/k_z	$\bar{a}$	h'
Полностью несовершенная скважина .	112	2,50	264
25	102	2,62	252
50	126	2,35	281
75	204	1,85	357
90	565	1,11	595

Из сказанного видно, что во всех случаях эффективная проницаемость по вертикали должна быть меньше 1% горизонтальной проницаемости, а если порода была бы изотропной, то для получения $\bar{E} = 0{,}25$ ее мощность должна быть в 20—24 раза выше действительной. Эта высокая анизотропность противоречит как будто анализу кернов, который обычно показывает самое большее один и тот же порядок величины разности между вертикальной и горизонтальной проницаемостью. Только в редких случаях проницаемость, перпендикулярная напластованию оказывается выше, чем в направлении слоистости. В данном случае проницаемость по вертикали связана с геометрическим распределением отдельных и локализованных непроницаемых элементов, залегающих в общей массе пористой среды, которая сама может быть полностью изотропной.

Опубликованных сообщений о режиме пластов с подошвенной водой имеется очень мало. Однако длительные периоды получения безводной нефти наблюдались в месторождениях с напором подошвенной воды, где забои скважин находились на расстоянии меньше 1,5 *м* над исходным контактом вода—нефть и где не было зарегистрировано наличия глинистых прослойков или строго непроницаемых барьеров в продуктивном коллекторе.

Фиг. 157 показывает, что добыча нефти из месторождений с напором подошвенной воды для некоторых интервалов физических параметров возрастает с плотностью скважин. Это явление объясняется чисто геометрическим эффектом, который ни в коем случае не отражает влияния размещения скважин на эффективность микроскопического вытеснения для местного затопления нефтяного пласта водой; в аналитических уравнениях он выражен фактором $\bar{f}$ и предполагается постоянным и однородным независимо от размещения скважин. Чтобы последнее имело влияние на эффективность микроскопического вытеснения нефти, его следовало бы ввести как отдельный фактор, определяющий выбор $\bar{f}$ в уравнении 8.15(6).

Когда расстояние между скважинами достаточно велико, перекрытие конусов на разделе вода—нефть, соосных отдельным

скважинам, отсутствует, и добыча нефти пропорциональна плотности скважин. Отсюда расстояние между скважинами должно быть дано в долях интервала между источником напора и системой скважин. Для резервуара с напором подошвенной воды этим интервалом, очевидно, является мощность нефтяной зоны. Анизотропность коллектора влияет на эффективность размещения скважин. Низкая проницаемость по вертикали способствует выполаживанию конусообразной верхушки поверхности раздела вода—нефть, что соответствует эффекту от дальности расстояния между скважинами.

Высокая проницаемость по вертикали способствует быстрому и концентрированному проникновению поверхности раздела вода—нефть в виде заостренного конуса к забоям скважин и низкой эффективности вытеснения нефти подошвенной водой.

Именно по этой причине, как указывает анализ, критерием размещения скважин в системах с напором подошвенной воды должен явиться безразмерный параметр размещения $\bar{a}$, т. е. отношение расстояния между скважинами к мощности нефтяной зоны, умноженное на корень квадратный из отношения проницаемости по вертикали к горизонтальной проницаемости.

Относительно существующего параметра размещения скважин можно отметить, что отношение расстояния между скважинами к мощности нефтяной зоны обычно таково, что $\bar{a}$ в изотропных породах попадают в интервалы, для которых добыча безводной нефти приблизительно пропорциональна плотности скважин. Однако суммарная добыча нефти из скважин при этом настолько мала, что эксплуатация их имеет сомнительное промышленное значение. Но там, где эффективность вытеснения при редком размещении скважин велика вследствие анизотропности коллектора, соответствующие значения параметра размещения $\bar{a}$ автоматически лягут в интервале, для которого добыча безводной нефти будет меньше зависеть от абсолютного размещения скважин.

Приведенная здесь аналитическая теория пластов с напором подошвенной воды базировалась на полном пренебрежении разностью в плотности нефти и воды. Поэтому полученные выводы, повидимому, не зависят от скоростей отбора нефти из скважин или месторождений. К сожалению, важность этого допущения невозможно оценить точно. Ясно, что влияние этого фактора становится меньше, вплоть до полного исчезновения по мере того, как эксплуатационные перепады давления становятся очень большими по сравнению с гидростатическим эквивалентом столба жидкости с высотой, равной мощности нефтяной зоны, и плотностью, равной разности плотностей нефти и воды.

Предельную оценку роли этой разности можно произвести, сравнивая дифференциальный градиент силы тяжести с подсчитанным градиентом давления на поверхности раздела вода—нефть вдоль оси скважин. Для разности плотностей нефти

и воды — 0,3 $г/см^3$ — эквивалентный градиент давления, направленный вниз, составляет $3 \cdot 10^{-4}$ *ат/см*. Для продуктивного горизонта с мощностью 7,5 *м* и «бесконечного» размещения скважин градиент давления на исходной поверхности раздела нефть — вода ($z = 0{,}5$) оказывается $1{,}56 \cdot 10^{-3}$ *ат/см* при 50% вскрытии пласта и $13{,}7 \cdot 10^{-3}$ *ат/см* при 90% вскрытия пласта и общем перепаде давления 5 *ат*. Отсюда даже при допущении, что одни и те же относительные величины градиентов силы тяжести и давления приложимы ко всей поверхности раздела вода—нефть и вдоль оси скважины, снижение скорости движения поверхности раздела и увеличение отдачи безводной нефти составляют величину порядка 20 и 3% для 50 и 90% вскрытия пласта соответственно. Принятые при выводе этих оценок допущения имеют тенденцию завышать влияние силы тяжести. Поэтому в промысловых условиях, где скважины эксплуатируются непрерывно, пренебрежение разностью плотностей воды и нефти не имеет серьезных последствий.

Разумеется, если скважина временно закрыта, то поверхность раздела вода—нефть в ней оседает. Когда же проницаемость коллектора так высока, что перепады давления, сравнимые с дифференциальным напором столба жидкости в нефтяной зоне, в состоянии обеспечить значительные текущие дебиты, можно повысить эффективность вытеснения нефти ограничением скоростей отбора. Периодическая добыча нефти также в принципе благоприятствует более высокой эффективности вытеснения нефти водой. Однако в большинстве случаев регулирование текущих дебитов на практике для указанного режима не имеет особой ценности.

Допущение, что давление остается равномерным на исходной поверхности раздела нефть—вода, является другим фактором, который приводит в расчетах к более раннему прорыву воды в эксплуатационные скважины и более низкой эффективности вытеснения по сравнению с возникающей на практике. В естественных условиях отбор жидкости из скважины понижает давление ниже забоя даже у исходного контакта вода—нефть и уменьшает тенденцию к быстрому подъему воды вдоль оси скважины. Этот эффект выражен особенно сильно при большой величине вскрытия пласта. Его можно учесть, приняв поверхность постоянного давления намного ниже исходной поверхности раздела вода—нефть так, чтобы уменьшить влияние вскрытия пласта. Однако точный выбор местоположения плоскости постоянного давления довольно произволен. Кроме того, сравнительные расчеты депрессионных контуров постоянного давления показывают, что можно заметно увеличить соответствующую при этом эффективность вытеснения, но она будет все же слишком мала для обеспечения значительного отбора безводной нефти, если только не принять высокой анизотропности продуктивного коллектора.

Необходимо отметить, что идеальный режим пласта, описанный аналитической теорией, усложняется в естественных условиях благодаря движению жидкости вдоль плоскостей напластования при условии, что последние не строго горизонтальны. Если бы проницаемость, нормальная к напластованию, была нулевой, вода все же могла бы продвигаться по пласту и проникать в скважину из отдаленных и расположенных вниз по падению частей его, вытесняя нефть по восстанию пласта. Когда вскрытие пласта забоем скважины велико, такое широтное перемещение воды может привести к раннему появлению ее в скважинах, аналогично случаю изотропного коллектора. Поэтому при истолковании поведения скважин, работающих под физические характеристики пласта, можно описать и заранее сформулировать изменение давления и расхода в подобных системах.

8.17. Некоторые практические стороны водонапорного режима. В настоящей главе рассматривалась динамика жидкости в водоносных резервуарах, которая создает, очевидно, действующий «напор» на прилежащие нефтяные пласты. Когда известны физические характеристики пласта, можно описать и заранее сформулировать изменение давления и расхода в подобных системах.

Нефтяной подземный резервуар в этих расчетах может играть второстепенную роль, ибо он определяет только граничные условия водоносного резервуара. Разумеется, таким путем можно определять лишь общие черты поведения нефтяного пласта.

Особенности распределения давления внутри нефтяного резервуара и детали процесса нефтеотдачи требуют особого разбора. Когда пластовые давления находятся выше точки насыщения нефти, динамику жидкостей в нефтяных пластах можно рассматривать при помощи теории о сжимаемой и даже несжимаемой однородной жидкости. Единственным обобщением, помимо описываемого поведения водоносного резервуара, является введение в анализ распределенной системы стока жидкости, соответствующей фактическому размещению скважин. В анализах, проводимых при помощи электроанализаторов, систему скважин, сгруппированных соответственным образом, можно сделать составной частью водоносного подземного резервуара или же ее можно рассматривать отдельно и «сочетать» с поведением водоносного резервуара. Но когда непосредственная отдача нефти из пласта связана с работой выделяющегося из раствора газа, нельзя точно подсчитать детали распределения давления в нефтяном подземном резервуаре. Однако динамика изменения среднего давления и насыщения жидкостей в пласте поддается расчету, и этот подсчет можно сочетать с поведением водоносного резервуара, прибегая к уравнению материального баланса или его эквиваленту (параграф 6.7).

Распределение давления внутри месторождения с водонапорным режимом зависит от величины отборов и геометрии контура питания водой. В стратиграфических залежах с действующим напором по существу в одном направлении пластовое давление убывает непрерывно, снижаясь от водонефтяного контакта к площади выклинивания залежи. Контуры питания в месторождении Восточный Техсас характерны для этого типа распределения давления, хотя в указанном месторождении, как и во всех почти нефтяных подземных резервуарах, на истинный характер изменения давлению влияют геометрия пласта и проницаемость коллектора, а также распределение отборов в процессе эксплуатации. В простом случае линейного напора в одном направлении для резервуара с проницаемостью k, равномерной мощностью h, отбором на единицу площади Q и замкнутого у отдаленной границы, падение давления по месторождению будет

$$\Delta p = \frac{\mu Q L^2}{2kh}, \tag{1}$$

где L — ширина резервуара в направлении напора.

Среднее давление $\bar{p}$ выражено следующим уравнением:

$$\bar{p} = p_i - {}^2/_3 \Delta p, \tag{2}$$

где p_i — давление у границы вода — нефть.

В антиклинальных резервуарах, полностью окруженных наступающими краевыми водами и образующих радиальную систему с равномерной площадной дебитностью Q, падение давления между центром месторождения и границей вода — нефть дано посредством

$$\Delta p = \frac{\mu Q R^2}{4kh}, \tag{3}$$

где R — радиус нефтяного резервуара. Средневзвешенное давление $\bar{p}$ равняется среднеарифметическому из давлений в центре залежи и на окружности радиуса R и может быть выражено как

$$\bar{p} = p_i - \frac{\Delta p}{2}. \tag{4}$$

Эти выражения дают порядок величины градиентов давления по месторождению с водонапорным режимом, хотя точные значения их зависят от детальных пластовых и эксплуатационных условий.

Определение механизма вытеснения водой должно основываться физически на замещении водной фазой извлекаемых пластовых жидкостей. Отсюда действие гидравлического напора должно выводиться из режима месторождения. В момент вскрытия продуктивного пласта нельзя предсказать заранее, что данное месторождение будет работать с водонапорным режимом.

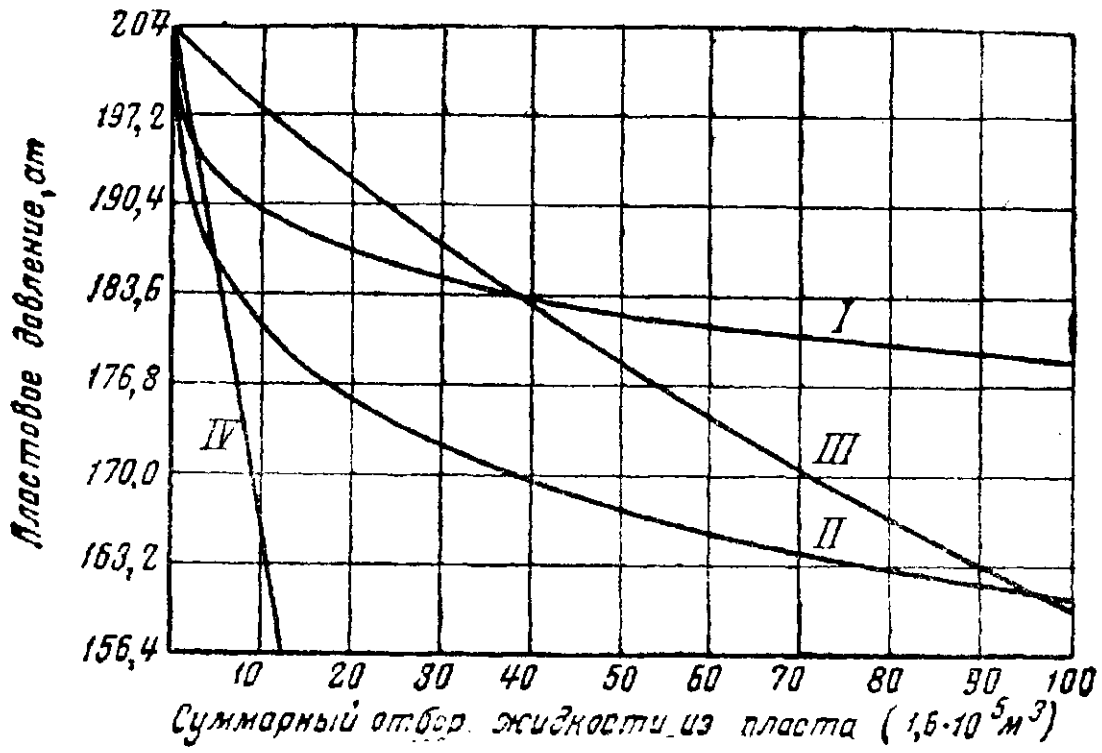
Быстрое начальное падение пластового давления само по себе еще не указывает, что в дальнейшем не возникнет в пласте эффективный водяной напор. Фактически, если коллектор не обладает почти бесконечной проницаемостью благодаря наличию больших трещин или поровых каналов в нем, сообщающихся с водоносным пластом, как, например, в некоторых месторождениях Мексики, возникновение существенного перепада давления между нефтяным и водяным резервуарами является необходимой предпосылкой для создания больших скоростей притока краевой воды. На фиг. 92 было показано, что стабилизация давления становится заметной на позднем этапе разработки различных месторождений с водонапорным режимом. Однако во всех этих месторождениях наблюдалось довольно быстрое начальное падение давления.

Это поведение пласта находит также свое отражение в теоретических формулировках изменения давления при водонапорном режиме, как это можно отметить из анализа установившегося состояния (на фиг. 128) и для обоих водоносных резервуаров с упругой жидкостью конечной и бесконечной протяженности, приведенных на фиг. 131.

В пластах с водонапорным режимом наблюдается вначале довольно быстрое падение давления, но если нефть в пласте недонасыщена, то пластовое давление падает быстрее на ранней стадии разработки, чем в условиях полного насыщения и вытеснения исключительно под влиянием выделяющегося из раствора газа. Дело в том, что при нефтеотдаче за счет работы газа выделение его вследствие падения давления создает местную среду, вытесняющую нефть, и таким образом стремится удержать пластовое давление от немедленного избыточного падения. Разумеется, когда в газовой фазе развивается достаточная подвижность, в результате которой газ обгоняет нефть при движении ее в пласте, начинает действовать типичный механизм истощения газовой энергии.

Для сопоставления этих соображений были произведены сравнительные вычисления зависимости падения давления по отношению к суммарной добыче для гипотетического пласта под действием различных механизмов нефтеотдачи. Результаты этих расчетов нанесены на фиг. 164. Был принят механизм полного замещения нефти водой. Пласт имеет радиус 4,8 *км*, и расширение пластовых жидкостей не учитывается. Мощность водяного коллектора взята 15 *м*; проницаемость 500 миллидарси; вязкость воды 0,5 сантипуаза; начальное пластовое давление 204 *ат*. На фиг. 164 нанесены теоретические кривые падения давления у исходной границы вода — нефть для скоростей притока воды и отбора пластовой нефти 8000 $м^3$ и 16 000 $м^3/сутки$. Для механизма истощения газа постоянные пласта и жидкостей были взяты из расчетов динамики падения давления (параграф 7.4) при режиме «растворенного газа» в пласте, из которого отбирается нефть с удельным весом 0,875.

Так как общее поровое пространство предполагаемого нефтяного резервуара площадью 7328,5 *га* и 25% пористости составляет 280 800 000 $м^3$, то приведением масштаба суммарной добычи на фиг. 101 получена кривая для режима растворенного газа на фиг. 164. Было рассмотрено также условие, что конечным механизмом нефтеотдачи является расширение пластовых жидкостей. Для сжимаемости $1{,}5 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат* прямая линия на фиг. 164 дает соответствующий показатель динамики падения давления.



Фиг. 164. Расчетные кривые давления в зависимости от суммарной нефтедобычи для идеализированного однородного пласта, работающего при различных режимах.

Кривые: *I*—водонапорный режим, отбор жидкости 8000 $м^3/сутки$; *II*—тот же режим, но отбор 16 000 $м^3/сутки$; *III*—режим растворенного газа; *IV*—только упругость пластовой жидкости.

Кривые на фиг. 164 показывают, что на раннем этапе разработки падение давления меньше при механизме чисто растворенного газа.

При отборе пластовых жидкостей 16 000 $м^3/сутки$ механизм вытеснения нефти водой без учета расширения пластовых жидкостей показывает большую скорость падения давления на единицу отбора по сравнению с пластом, имеющим режим растворенного газа, пока не будут отобраны 2,4 млн. $м^3$. Действительное давление остается ниже, чем для пласта с газовой энергией, до суммарного отбора 15,5 млн. $м^3$. Даже для суточного отбора 8000 $м^3$ пласт с напором воды показывает более низкие давления до суммарного отбора 6,2 млн. $м^3$ и большую скорость падения давления, пока не будет отобрано еще 8 млн. $м^3$. Эти сравнения по существу были всегда в пользу механизма вытеснения газа, поскольку падение давления для последнего было рассчитано для равновесного насыщения газом — 10%. Однако весь интервал суммарной добычи (на фиг. 164) составляет

меньше 6% порового пространства пласта. Отсюда относительные положения различных кривых падения давления существенно не изменятся при иной выбранной зависимости «проницаемость — насыщение» в продуктивном коллекторе. Пренебрежение расширением пластовых жидкостей для пласта с водонапорным режимом приводит к завышению вычисленного падения давления при механизме вытеснения водой. Эффект расширения пластовых жидкостей дается прямой линией на фиг. 164, где видно, что на первоначальной стадии разработки падение давления тормозится больше расширением пластовых жидкостей, чем действием напора воды. Фактически без этого расширения давления, возникающие при вытеснении водой, падают с бесконечной скоростью при условии, что отборы начинаются с конечного значения. Ясно, что если бы кривые падения давления при вытеснении водой были исправлены [1] на расширение пластовых жидкостей, они все-таки лежали бы ниже кривой вытеснения газом до того момента, пока из пласта была бы взята большая суммарная добыча.

Кривые на фиг. 164 показывают более благоприятный режим давления для пластов с газовой энергией на протяжении начальной стадии разработки, но одновременно они подчеркивают основное различие между различными механизмами нефтеотдачи, связанное с длительностью изменения давления. В то время как в пласте, работающем за счет исключительно газовой энергии, давление продолжает падать с ростом общей добычи без заметной тенденции к его стабилизации, скорость падения давления в пласте при водонапорном режиме непрерывно снижается при условии сохранения скоростей отбора при эксплуатации. Кроме того, при снижении отбора пластовое давление временно поднимается. В пласте, работающем исключительно за счет газовой энергии, даже если полностью прекратить отбор, увеличение давления никогда не наступит. Отсюда, если добыча нефти из пласта не является избыточной по сравнению с производительностью водоносного резервуара, среднее давление в те-

---

[1] Эта поправка может быть проверена простым сложением суммарной добычи в результате расширения пластовых жидкостей и добычи, полученной от механизма вытеснения водой при одинаковых значениях давления. Можно показать, что для системы вытеснения газом и водой начальный наклон кривой зависимости «давление — отбор» равен обратной величине объема пластовой жидкости, умноженной на ее сжимаемость (при падении давления). Вследствие того, что сжимаемость составляет величину порядка $1{,}5 \cdot 10^{-3}$ на 1 *ат* для насыщенных нефтей при высоких давлениях по сравнению с $1{,}5 \cdot 10^{-4}$ на 1 *ат* для недонасыщенных нефтей, начальные скорости падения в пластах с газовой энергией меньше, чем в системах с расширением жидкостей или напором воды.

При благоприятных условиях начальная скорость падения давления по отношению к суммарной добыче может быть связана с условием насыщения или недонасыщения газом пластовой жидкости. Если свойства пластовой жидкости и начальное содержание нефти в пласте известны, то в принципе можно определить размеры газовой шапки (при ее наличии) на первоначальной скорости падения пластового давления.

чение всего периода разработки пласта с водонапорным режимом в общем выше по сравнению с таким же пластом, но действующим при режиме растворенного газа. Промышленное истощение добычи нефти и забрасывание месторождения с газовой энергией обычно характеризуется истощением давления. Суммарная же добыча из пластов с напором воды, которая обычно ограничивается ростом отбора воды, может быть получена при правильном регулировании для конечных давлений, равных половине или даже больше от первоначального пластового давления.

С промышленной точки зрения более значительным показателем для пластов с водонапорным режимом является их высокая отдача нефти, существенно выше, чем для пластов с газовым режимом. Это явление объясняется тем, что в большинстве пластов местная эффективность вытеснения нефти путем заводнения по существу выше, чем при режиме работы растворенного газа. Добычу нефти при газовом режиме, составляющую $^1/_3$ начального содержания ее в пласте, можно считать во многих случаях вполне удовлетворительной, в то время как нефтеотдача в 50% путем заводнения обычно рассматривается минимальной. Добыча в размере 75% запасов нефти при водонапорном режиме довольно обоснована. Отсюда интерес к эффективному действию напора воды имеет весьма существенную экономическую основу. Так как водонапорный режим обеспечивает получение оптимальной добычи для данного пласта и развитие такого режима подчиняется контролю оператора, имеет смысл, очевидно, произвести попытку получения такого поведения пласта искусственно с целью повышения суммарной нефтеотдачи. Следует отметить, что водонапорный режим сам по себе не всегда обеспечивает максимальную нефтеотдачу независимо от пластовых условий. Подземные резервуары, в которых залегают первоначально газовые шапки, поддерживаемые активным водяным напором, могут и не дать всей ожидаемой добычи нефти, если напор воды плохо контролируется. Так как последний стремится вызвать движение всей массы нефти впереди себя, необходимо обратить внимание на то, чтобы не загнать нефть в газовую шапку. Напор воды следует контролировать и давление в газовой шапке поддерживать так, чтобы предупредить движение начального контакта газ — нефть вверх по структуре, даже если это потребует закачки газа в газовую шапку для обеспечения градиента давления книзу в направлении нефтяной зоны.

Фактор, который следует учитывать в подсчете суммарной добычи при водонапорном режиме, связан с эффектом послойной проницаемости, снижающим прирост нефти, получаемый при помощи механизма вытеснения водой по сравнению с вытеснением нефти газом. Если даже эффективность добычи нефти из любого данного пласта, затопленного водой, высока, то скорость поступления воды все же будет неравномерной в пластах, имеющих резко выраженную послойную проницаемость. Оче-

видно, скорость продвижения воды выше всего в зонах с высокой проницаемостью. Вода может продвинуться сквозь такие зоны раньше, чем возникнет существенное обводнение менее проницаемых частей коллектора. Добыча значительной части нефти из слоев с меньшей проницаемостью будет сопровождаться отбором воды из уже затопленных слоев, если последние нельзя будет уточнить, локализовать и изолировать.

По мере затопления зон с промежуточной проницаемостью водонефтяной фактор может так возрасти, что станет невыгодным продолжать добычу нефти из наиболее непроницаемых частей эксплуатационного объекта. Тогда суммарная добыча может оказаться значительно ниже предполагаемой для идеальной единой зоны и однородного нефтяного коллектора.

Если пласт должен пройти через начальную фазу работы, чтобы вызвать поступление в него краевой воды, то движение последней сквозь зону высокой проницаемости ускоряется, так как эти зоны участвуют больше всего в нефтеотдаче и истощаются чрезвычайно быстро. Благодаря этому обстоятельству возникает более интенсивное поступление в них воды по сравнению с соответствующей величиной, определяемой только разностью проницаемости между отдельными зонами. Обводнению частично противодействует малая проницаемость для воды, протекающей через затопленную нефтяную зону. Она обычно меньше проницаемости для нефти при высоком нефтенасыщении пласта. Тем не менее при резко выраженной послойной проницаемости пласта суммарная добыча нефти в момент прекращения его эксплуатации в результате избыточного отбора воды может оказаться меньше по сравнению со случаем, когда нефтяной коллектор полностью изолирован от подпирающих его краевых вод и работает при режиме растворенного газа.

Такая обстановка может возникнуть в высокотрещиноватых известняках, где основная часть нефтяных запасов залегает в межзернистой непроницаемой породе и лишь небольшая ее часть заключена в трещинах с высокой проводимостью.

Можно получить также меньшую добычу из пласта с водонапорным режимом по сравнению с механизмом работы растворенного газа в изотропных и неслоистых коллекторах, действующих под напором подошвенной воды. Дело в том, что вытесняющая способность поднимающегося водяного зеркала в изотропных слоях обычно составляет величину порядка 1% или меньше. Поэтому из таких коллекторов добывается незначительное количество безводной нефти, а непрерывно возрастающий водонефтяной фактор может вызвать прекращение эксплуатации при суммарном отборе нефти, намного ниже получаемого при режиме растворенного газа.

Высокая добыча, обычно связанная с пластами, имеющими водонапорный режим, в основном является следствием относительно низкого остаточного нефтенасыщения (20—30%) после вытеснения нефти водой. Остаточное нефтенасыщение мало

меняется с изменением насыщения нефтяного пласта связанной водой.

Отсюда следует, что доля извлекаемой начальной нефти в пласте уменьшается с увеличением насыщения его связанной водой. В частности, если содержание связанной воды в пласте составляет 45% или выше, суммарная добыча нефти при водонапорном режиме может оказаться не больше, чем при режиме растворенного газа. Такое положение редко встречается в большинстве продуктивных пластов-резервуаров. Однако эти соображения показывают, что проектирование разработки нефтяных залежей не должно исходить из общих закономерностей, даже если последние имеют статистическое значение. Истолкование и определение режима пласта, а также конечной добычи нефти и газа должны проводиться на индивидуальной основе, в свете соответствующих характеристик интересующего нас нефтяного пласта.

Наконец, следует отметить, что все природные нефтяные пласты обладают известной слоистостью и их режим представляет равнодействующую режимов отдельных слоев, составляющих весь продуктивный разрез. Если бы в пласте отсутствовали течение жидкости по вертикали или сообщаемость между зонами различной проницаемости, то комплексный процесс нефтеотдачи из пласта представлял бы простое линейное наложение переходных состояний отдельных однородных слоев, сформулированное теоретическим анализом, изложенным выше, причем каждое из этих состояний регулируется собственным масштабом времени. Слои продуктивного коллектора фактически являются отдельными резервуарами, имеющими лишь одинаковые рабочие давления в эксплуатационных скважинах. Однако во многих пластах имеется относительно свободная взаимосообщаемость между слоями различной проницаемости и течение жидкости по вертикали. Это явление видоизменяет простое параллельное поведение отдельных слоев продуктивного пласта. Поэтому не следует ожидать полного количественного согласия наблюдаемого режима пласта с расчетным, основанным на анализе работы однородного слоя, если только не рассматривать физические постоянные, принятые в анализе, как эмпирические параметры. Последние следует истолковывать как средние величины, вносящие поправку на фактические изменения физических свойств нефтяного коллектора, а также на взаимодействие между различными частями комплексной системы, какой является нефтяной пласт.

8.18. Заключение. Пласты с водонапорным режимом можно рассматривать с физической стороны, а также в отношении изменения пластового давления и суммарной нефтеотдачи, как пласты, где замещение порового пространства, связанное с отбором пластовой жидкости при эксплуатации, созданием или ростом газовой фазы, бесконечно мало по сравнению с общим

объемом отбора. Подобные условия обычно возникают в нефтяных коллекторах, где пластовая нефть значительно недонасыщена газом и сообщается с подвижной массой воды, заключенной в пористой среде. На раннем этапе разработки таких пластов, прежде чем пластовое давление упадет достаточно, для возникновения заметной скорости притока воды из прилежащего водоносного резервуара замещение отбираемых жидкостей осуществляется в значительной степени за счет расширения жидкой фазы нефтяного пласта. Пока пластовое давление остается выше точки насыщения, действующий механизм нефтеотдачи не определяется в строгом смысле ни энергией газа, ни напором воды. Однако эта фаза процесса нефтеотдачи кратковременна при условии, что водоносный резервуар в состоянии обеспечить значительный приток воды в нефтяной пласт.

Рассматривая поведение пласта в целом, можно считать его работающим при водонапорном режиме, пока скорость поступления краевой воды равна эксплуатационному отбору пластовых жидкостей, и возникающая в пласте фаза свободного газа не играет никакой роли в нефтеотдаче. Это справедливо и для условий, когда в начале эксплуатации залежи расширение пластовой жидкости может явиться главным агентом замещения эксплуатационных отборов.

Многие крупные нефтяные месторождения в начале разработки содержат нефть в недонасыщенном состоянии и отдают нефть при режиме вытеснения водой. В других месторождениях, где пластовая нефть была первоначально насыщена газом, режим полного вытеснения водой возникает после начальной работы газа, при которой давление убывает с достаточной скоростью, чтобы вызвать приток краевой воды, существенно равный отборам пластовой жидкости. Это положение приобретает все более общий характер, когда отбор нефти и газа в месторождении ограничен, так как при этом облегчается достижение равновесия между притоком воды и отбором жидкости из пласта. В некоторых пластах закачка воды в водоносный коллектор усиливает действие естественного притока воды в нефтяной пласт, отчего в последнем начинается обводнение, достаточное для замещения отборов жидкостей при эксплуатации.

Если представить движение воды в водоносном коллекторе последовательностью установившихся состояний течения однородной жидкости, то динамику пластового давления легко вывести из решения обычного дифференциального уравнения с учетом расширения жидкости, содержащейся в нефтяном пласте [уравнение 8.2 (4)]. Давление в пласте сначала круто падает, а затем быстро стабилизируется. При этом приток воды полностью замещает эксплуатационные отборы. Отношение падения давления при стабилизации к начальному пластовому давлению равняется отношению дебита нефти, принятого постоянным, к максимальной производительности водоносного коллектора. Если изменить текущий дебит нефти, то давление в пласте вновь

стабилизируется на более высоком или более низком уровне, соответствующем новому отбору жидкости.

Представление об установившемся состоянии течения воды в водоносном коллекторе показывает роль отбираемого дебита нефти и газа при установлении падения пластового давления. Однако в большинстве практических задач необходимо учитывать также упругость пластовой воды. Длительность переходного состояния, связанная со сжимаемостью воды, по существу пропорциональна площади водоносного коллектора, упругости и вязкости воды и обратно пропорциональна проницаемости водоносного коллектора [уравнение 8.3(4)]. Можно показать, что для водоносчых коллекторов, обладающих достаточной емкостью и физическими свойствами, которые могут обеспечить нефтеотдачу при помощи вытеснения водой на протяжении значительного периода разработки нефтяной залежи, необходимо учитывать при количественном описании режима пласта переходные состояния и упругость воды. Однако эти же соображения показывают, что в пределах нефтяных резервуаров для более ограниченных расстояний переходные явления кратковременны и обычно могут не приниматься во внимание, если только поровое пространство не содержит фазы свободного газа.

Формальный анализ систем упругой жидкости в пористой среде состоит из решения дифференциального уравнения в частных производных для плотности жидкости, которое тождественно по структуре с уравнением теплопроводности [уравнение 8.3(8)]. Когда водоносный коллектор обладает бесконечной протяженностью, а водонефтяной контур принимается круговым, можно построить для постоянного расхода воды универсальную кривую динамики падения давления, применяя безразмерные параметры давления и времени (фиг. 131). Эта кривая показывает, что в водоносных коллекторах бесконечной протяженности не существует строго стабилизировавшегося давления.

Падение последнего монотонно возрастает, хотя и с непрерывно уменьшающейся скоростью. По своему абсолютному значению падение давления зависит от дебита нефти (фиг. 132) и заметно усиливается при увеличении темпа поступающей воды (фиг. 133). Зависимость динамики давления от скорости поступления воды представляет одну из наиболее характерных черт механизма нефтеотдачи при вытеснении водой.

Если начальный постоянный отбор нефти внезапно увеличивается, то пластовое давление вновь испытывает резкое падение, подобное первоначальному. Наоборот, если отбор нефти из пласта внезапно снизить, то давление резко возрастет. Однако рост давления не длится бесконечно, но переходит в медленное падение по достижении максимума (фиг. 134).

Если в водном коллекторе бесконечной протяженности внезапно снизится давление на границе вода — нефть, то изменение расхода воды для неустановившегося состояния при течении ее через эту границу начинается теоретически с бесконечного значе-

ния и быстро убывает с возрастающим временем, но с непрерывно уменьшающейся скоростью падения давления (фиг. 137). Падение давления внутри бассейна питания постепенно переходит на весь водоносный пласт (фиг. 139). Однако реакция водяного пласта в пределах обычных сроков разработки нефтяных месторождений с водонапорным режимом не проявляется заметно, если протяженность водоносного резервуара в 25 раз выше эффективного радиуса пластовой границы вода — нефть. Этот анализ применялся для подсчета количества поступившей воды в месторождении с водонапорным режимом на побережье Мексиканского залива и оказался в существенном согласии с вычислением по уравнению материального баланса.

Граница бассейна питания в большинстве водонапорных пластов не играет роли на раннем этапе переходного состояния. Но на более поздних этапах разработки нефтяного месторождения расстояние до контура питания может влиять на нефтеотдачу. Обычно это происходит при условии, что объем водоносного пласта-резервуара заметно меньше стократного объема нефтяного пласта. Тогда водоносный коллектор лучше считать с самого начала конечной системой с граничными условиями, заданными для внутренних и внешних оконтуривающих поверхностей. Когда расход воды известен на одном контуре, а давление на другом, то распределение плотности в водоносном коллекторе можно выразить бесконечным рядом произведений бесселевых и экспоненциальных функций [уравнение 8.6 (5)]. Если давление (плотность) у внешней границы сохранять постоянным на начальном значении, а постоянный отбор пластовой жидкости производить с поверхности внутренней границы, то динамика давления на последней может быть выражена установившимся состоянием плюс наложенный, экспоненциально убывающий ряд переходных явлений [уравнение 8.6(10)]. Переходное состояние может быть определено аналитически при условии, что давление или плотность уточнены на обеих границах резервуара [уравнение 8.6(12)]. Для замкнутых водоносных коллекторов конечной протяженности при внезапном снижении давления на внутренней границе из кривых, построенных на безразмерных параметрах, можно определить динамику падения давления на замкнутой внешней границе, переходный процесс для расхода на поверхности постоянного давления, а также суммарную нефтеотдачу.

Для изучения распределения давления внутри водонапорного пласта, связанного с локализованными центрами отбора пластовых жидкостей, представленными отдельными эксплуатационными скважинами, удобно применить функции мгновенного или постоянного стока жидкости [уравнения 8.7(1) и 8.7(2)]. В некоторых случаях они могут быть представлены интегралами непрерывного распределения отбора жидкости [уравнение 8.7(5)] или суммой дебитов отдельных скважин [уравнение 8.7(7)]. Методы, основывающиеся на применении этих функций, могут иметь особое значение при аналитическом рассмотрении пластов с непра-

вильной геометрией или для формулировки влияния локализованной закачки воды.

Фактически все аналитические рассмотрения по необходимости должны ограничиваться однородными пластами, а также пластами с ограниченной геометрической сложностью. Однако возможно обобщить диапазон истолкования и исследования режима водонапорных пластов, беря вместо естественной эксплуатационной системы эквивалентную ей электрическую цепь. Основанием для этого моделирования служит наблюдение, что течение тока в диэлектрической среде формально аналогично течению упругой однородной жидкости в пористой среде [уравнение 8.8 (1)], Если действительную плотность жидкости выразить линейной функцией давления [уравнение 8.8(5)], то напряжение электрического тока будет соответствовать давлению жидкости, электрическая проводимость — отношению «проницаемость — вязкость»; местная электрическая емкость — произведению пористости и сжимаемости, а вектор плотности тока — вектору объемного расхода [уравнение 8.8(7)]. Эти значения можно соответственным образом подобрать на электроанализаторе и при помощи численных масштабных коэффициентов [уравнения 8.8(9) и 8.8(10)] определить теоретическое изменение давления в пласте, наблюдая за напряжением в соответствующей электрической цепи. Изменение напряжения можно записывать на карте с масштабом времени, например, 2,5 сек. равно 1 месяцу.

Изучение водонапорного пласта при помощи электроанализатора начинается с определения физических и геометрических характеристик питающего водоносного коллектора. С этой целью в электрическую цепь счетной машины вводят после соответствующего преобразования наиболее вероятные величины, возможные для водоносных коллекторов, полученные из геологических наблюдений и связанных с ними лабораторных опытов. Затем на зажим цепи, представляющий водонефтяной контур, накладывается расход воды в нефтяной пласт. Изменение напряжения, полученное на электроанализаторе, сравнивается с наблюдаемым в действительности изменением давления на границе вода — нефть в пласте или эквивалентными средними давлениями в нефтяном месторождении. Если эти данные согласуются между собой, можно считать, что принятые постоянные для водоносного коллектора представляют его действительные физические и геометрические параметры. В противном случае постоянные электрической цепи изменяют, пока не будет получено удовлетворительное согласие полученных результатов. Отсюда можно разработать эмпирическое представление о поведении водоносного коллектора для формулировки будущей динамики изменения давления в нефтяном пласте при различных проектируемых эксплуатационных условиях.

Если пластовая нефть находится при давлении выше точки насыщения, изменение и распределение давления в залежи можно также определить при помощи электроанализатора. В этом слу-

чае модель нефтяного пласта, сконструированная аналогично цепи водоносного коллектора, позволяет производить различные отборы по отношению к отдельным скважинам или группам скважин в пределах месторождения и получать запись давления (напряжения) в отдельных точках его. Аналогичным способом можно изучать влияние закачки воды — внутриплощадной или законтурной.

В той степени, в какой можно установить динамику притока воды в нефтяной пласт, электроанализатор может быть применен для анализа систем с неполным и полным замещением нефти водой.

Путем развития основных электрических цепей можно даже исследовать влияние расширения фазы свободного газа и изменение возникающей сжимаемости жидкостей внутри нефтяного пласта.

Анализ реакций пластового давления показывает, что приток воды в залежах в естественных условиях обычно уменьшается, как и следует ожидать, при ограниченном объеме водоносного резервуара, сообщающегося с нефтяным коллектором. Возврат отобранной воды в нефтяной пласт или в питающий его водоносный коллектор обычно выгоден. Вместе с тем нецелесообразно закачивать воду в нефтяную залежь из внешнего источника, если только не установлено, что естественный приток краевой воды недостаточен для замещения необходимых отборов нефти, без избыточного падения давления. Операции по закачке воды следует оценивать прежде всего, исходя из технико-экономических факторов. В известных условиях закачка излишнего количества воды может привести к ухудшению эксплуатационных условий; например, когда нефтяной пласт имеет газовую шапку и возникает опасность перемещения нефти в последнюю. В пластах с высокой эффективной проницаемостью по вертикали закачка воды вблизи эксплуатационных скважин может снизить к. п. д. вытеснения нефти поднимающейся поверхностью раздела вода — нефть.

При неоднородной проницаемости, например, в сильно трещиноватых известняках, где большая часть нефтяных запасов залегает в межзернистой среде, напор воды обычно не дает эффективной нефтеотдачи. Если усилить естественное обводнение в подобных пластах при помощи дополнительной закачки воды, то трудности в нефтедобыче, возникающие из обходного движения воды по трещинам и изоляции межзернистой породы с заключенной в ней нефтью, становятся очень большими.

Показатели водонапорного режима можно получить из общего характера нефтеотдачи и давления. Для режима вытеснения нефти водой в месторождениях, где добывается газонасыщенная нефть, при наличии в пласте газовых шапок или без них, типичны стабилизация давления при снижении скоростей отбора и приблизительное постоянство газового фактора. Пласты с недонасыщенной нефтью и режимом вытеснения водой работают

при постоянном газовом факторе до тех пор, пока пластовое давление не упадет в них до точки насыщения. При разработке таких пластов наблюдается довольно быстрый рост добычи воды, хотя общая дебитность пласта может оставаться существенно постоянной в течение длительного периода.

Вода продвигается внутрь залежи по направлению к площадям, наиболее отдаленным от исходного водонефтяного контура, причем процент отбора воды в отдельных скважинах возрастает с приближением их к водоносному резервуару. Особенности разработки таких месторождений зависят от распределения отборов жидкостей по площади, способа заканчивания скважин, строения пласта и однородности продуктивного коллектора.

Если выразить расход притекающей воды в нефтяной пласт с водонапорным режимом коэффициентом обводнения, умноженным на падение давления, то первую величину можно считать критерием производительности водоносного резервуара. Этот коэффициент меняется на протяжении всей разработки пластов с водоупругим режимом. Однако значения, вычисленные для периода приближенной стабилизации давления, дают порядок величины дебита нефти и газа, который поддерживается напором водоносного резервуара.

В шести рассмотренных месторождениях было проанализировано изменение расхода притекающей воды в залежь по указанному методу, причем коэффициент обводнения колебался от 296,5 до 3175 *м³/мес/ат*. Когда его значение было приведено к скорости притока на единицу пластового объема, коэффициент обводнения стал меняться в пределах 0,04—1,68 *м³/мес/ат* (табл. 22). Эти величины показывают общую качественную корреляцию для соответствующих месторождений в связи с наклоном кривых истощения давления.

Таким образом, режим пластов при полном замещении нефти водой определяется объемным и динамическим равновесием между отбором жидкостей из пласта и притоком воды из водоносного резервуара. Однако особенности продвижения поверхности раздела вода — нефть в нефтяную зону приобретают в известных условиях значительное влияние на фактическую добычу нефти; например, в пластах с напором подошвенной воды или на тех площадях в месторождениях с напором краевых вод, где забои скважин непосредственно расположены над водонефтяным разделом. Тесная близость водяного источника питания высокого давления к эксплуатационным скважинам приводит к ускоренному подъему зеркала нижних пластовых вод вдоль осей скважин, образуя конусообразную поверхность раздела вода — нефть (фиг. 150).

Эти поверхности аналогичны по форме приподнятым поверхностям раздела вода — нефть в результате образования водяных конусов в пластах с режимом растворенного газа. Однако физический механизм, лежащий в основе этих двух явлений, существенно различен. Образование водяных конусов в пластах с га-

зовым режимом представляет случайный результат действия градиентов давления, направленных кверху и связанных с горизонтальным, по существу многофазным, течением жидкости в эксплуатационные скважины. Водяные конусы могут сохраняться в гидростатическом равновесии с нефтеносной зоной, между тем как в месторождении с напором подошвенной воды поверхность раздела вода — нефть поднимается по необходимости в нефтяную зону для замещения отбираемой из нее при эксплуатации нефти.

Если принять полную однородность пласта и тождество физических свойств, т. е. проницаемости, пористости, вязкости и плотности жидкости в жидкой и пористой среде по обе стороны поверхности раздела вода — нефть, можно подсчитать теоретически форму этой поверхности, характер ее продвижения и текущую производительность скважин. Дебиты последних сохраняют величину того же порядка и меняются с глубиной вскрытия продуктивного пласта аналогично системам однофазного радиального течения при установившемся состоянии (фиг. 153).

Влияние формы поверхности раздела вода — нефть на суммарную нефтеотдачу определяется «эффективностью вытеснения», которая выражается в долях общего объема нефтяной зоны, приходящегося на одну скважину и вытесняемого к моменту первого появления воды в скважине. Эта формулировка является трехразмерным аналогом вытесняющей способности, описывающей поведение пласта при искусственном заводнении и повторной циркуляции газа для разработки конденсатных месторождений. В системе с напором подошвенной воды величина вытесняющей способности дает непосредственную добычу безводной нефти.

Анализ показывает, что для постоянного вскрытия продуктивного пласта вытесняющая способность определяется в основном комплексным «безразмерным параметром размещения скважин». Последний является отношением фактического среднего расстояния между скважинами к мощности нефтяной зоны, умноженным на корень квадратный из отношения проницаемости по вертикали к горизонтальной проницаемости. Эффективность вытеснения непрерывно уменьшается с ростом параметра размещения скважин (фиг. 155), т. е. она уменьшается с увеличением расстояния между скважинами, уменьшением мощности горизонта и ростом отношения проницаемости по вертикали к горизонтальной проницаемости. При значении этого параметра выше 3,5 эффективность вытеснения меняется обратно пропорционально квадрату параметра размещения или прямо пропорционально плотности скважин.

При этом, если нефтяная зона не является сильно анизотропной, наблюдается постоянный отбор безводной нефти на скважину [уравнение 8.15(6)], и суммарная добыча из пласта пропорциональна числу действующих скважин. Добыча безводной нефти увеличивается с уменьшением глубины вскрытия пласта (фиг. 156).

Если проницаемость, параллельная плоскостям напластования, не превосходит проницаемости в перпендикулярном направлении, то абсолютные величины эффективности вытеснения так малы, меньше 1%, что, за исключением нефтяных зон очень большой мощности, добыча безводной нефти составляет лишь небольшую часть суммарного отбора нефти из пласта. Поэтому, когда в месторождении с напором подошвенной воды скважины, забои которых непосредственно не находятся над прослойками глин большой протяженности, продолжают давать безводную нефть в течение длительного периода, следует сделать вывод о существовании в пласте эффективной анизотропной проницаемости. Низкая проницаемость по вертикали может быть связана с заилением или микроскопическими прослойками глин, или же эквивалентными локализованными барьерами течению нефти по вертикали, которые не нашли своего отражения при анализе кернов, взятых из продуктивного пласта.

Когда вода прорывается в скважину, действующую под напором подошвенной воды, водонефтяной фактор непрерывно увеличивается. Однако в системах с низкой эффективностью вытеснения рост водонефтяного фактора обычно происходит медленно.

Суммарная добыча нефти к моменту установления постоянного водонефтяного фактора в отдельных системах не различается так сильно, как соответствующая добыча безводной нефти (фиг. 162 и 163).

Одним из основных допущений, лежащих в основе теории напора подошвенной воды, является равенство плотностей воды и нефти. Отсюда геометрия движения поверхности раздела вода — нефть не зависит от скоростей отбора жидкости из пласта.

Дебиты отбора влияют лишь на масштаб времени. Основное замечание по принятому допущению касается относительных величин градиентов давления, направленных кверху и перемещающих нефть из пласта в ствол скважины, а также влияния сил тяжести, направленных вниз и связанных с фактической разностью в плотностях воды и нефти. Если скважину закрыть, то силы тяжести вызовут снижение ранее возникшей конусообразной поверхности раздела вода — нефть и выполаживание ее в нефтяной зоне. Периодическая эксплуатация с длительными интервалами закрытия скважин между периодами откачки может привести к заметному улучшению эффективности вытеснения. Непрерывная эксплуатация скважин при столь малых дебитах, что снижение давления на забое не намного превышает напор столба жидкости, соответствующий мощности нефтяной зоны, и с плотностью, равной разности между плотностями воды и нефти, приводит, по всей вероятности, к получению повышенной добычи безводной нефти по сравнению с расчетной величиной, полученной из упрощенной теории.

Однако при высоких перепадах давления, намного превосходящих максимальные напоры силы тяжести и применяемых для получения оптимальных текущих дебитов, сомнительно, чтобы

изменение дебитов заметно повлияло на эффективность вытеснения.

Теоретический анализ и промысловые наблюдения показывают, что средние давления в процессе разработки месторождения с полным вытеснением нефти водой обычно выше, чем в месторождениях с режимом растворенного газа. Забрасывание последних связано обычно с истощением пластового давления и газовой энергии до такого уровня, что эксплуатационная производительность скважин становится экономически невыгодной. Причиной забрасывания месторождений с водонапорным режимом является в большинстве случаев избыточная добыча воды.

Пластовые давления и суммарные дебиты жидкости часто показывают при забрасывании таких месторождений лишь незначительное снижение по сравнению с соответствующими значениями, наблюдаемыми до заметного появления воды в скважинах. Однако на первоначальном этапе разработки пласта с водонапорным режимом обстановка может быть обратной. Если пластовая нефть недонасыщена газом, то давление в пласте вначале падает с очень большой скоростью без учета расширения пластовой жидкости, пока поступление воды из водоносного резервуара, вызванное этим снижением давления, не становится сравнимым с отбираемым дебитом нефти (фиг. 164). Даже когда в анализе учитывается расширение пластовой жидкости, падение пластового давления все же превышает аналогичную скорость для пласта с режимом растворенного газа на значительной части раннего этапа разработки залежи. В последнем случае возникновение фазы свободного газа при падении пластового давления ниже точки насыщения немедленно приводит к замещению отборов газовой фазой, что способствует уменьшению падения давления. Более того, скорость падения давления в пласте с полным замещением нефти водой связана с отбираемыми дебитами.

Если скорости отборов велики, то пластовое давление быстро падает до точки насыщения, что сопровождается выделением газа и переходом пласта на смешанный режим работы. Такое выделение газа, как показывают наблюдения, приводит к резким, хотя и временным, снижениям скорости падения давления, что характеризуется видимой повышенной эффективностью напора воды, поддерживающего пластовое давление. По мере развития эксплуатации месторождения давление в нем при режиме исключительно растворенного газа в конечном счете падает ниже давления аналогичного водонапорного пласта. Среднее пластовое давление за весь период разработки пласта в последнем случае обычно выше. Однако только скорость падения давления на первоначальном этапе разработки не дает возможности однозначного толкования режима пласта и механизма нефтеотдачи, которые фактически контролируют работу пласта в целом за весь период его эксплуатации.

Можно ожидать, что в пласте с насыщенной нефтью механизм нефтеотдачи возникает первоначально как в системе, дей-

ствующей за счет энергии независимо от того, проявится ли в нем в конечном итоге режим полного замещения водой.

С технико-экономической стороны механизм нефтеотдачи при напоре воды имеет значение прежде всего потому, что последний определяет наибольшую местную эффективность вытеснения нефти и ее замещения в процессе эксплуатации.

В связи с этим так много места отводится в настоящей работе общим характеристикам режима водонапорных пластов, способов их определения и их реакции на различные условия эксплуатации. В большинстве пористых коллекторов количество нефти, оставшейся после ее вытеснения выделившимся из нефти газом, значительно превышает количество нефти, остающееся после вымывания ее наступающей водой. Регулирование эксплуатации пласта с тем, чтобы нефтеотдача из него осуществлялась механизмом напора воды, а не растворенного газа, обычно имеет большое промышленное значение. Это не означает, что суммарная добыча при полном использовании напора воды получается более высокой, чем при другом каком-либо режиме пласта.

В месторождениях, первоначально имеющих газовые шапки и не содержащих значительных запасов нефти, наблюдается большая потеря в добыче, если заводнение краевой водой не контролируется и имеется угроза загнать нефть в газовую шапку. В сильно переслаивающихся продуктивных коллекторах может возникнуть сильный приток воды через высокопроницаемые зоны, что при отсутствии соответствующего контроля может вызвать ликвидацию скважин и забрасывание продуктивных площадей после получения общей добычи меньшей, чем можно было бы ожидать даже при режиме растворенного газа. На практике все продуктивные пласты обладают некоторой слоистостью, и потому получаемая добыча будет всегда соответственно меньше, чем это можно ожидать при идеальном однородном пласте.

Общая динамика пластового режима представляет в конечном счете ряд наложений идеального поведения отдельных продуктивных зон с различной проницаемостью, видоизмененной течением по вертикали, а также присущей этим зонам локальной неоднородностью.

Изменения проницаемости, которые могут возникнуть, например, в сильно трещиноватых известняках, приводят к тому, что поступающая вода стремится обойти и изолировать запасы нефти в межзернистом поровом пространстве. Извлечение этой нефти при малом водонефтяном факторе может быть осуществлено только при помощи энергии растворенного газа. В то же время необходимо, насколько это возможно, препятствовать поступлению краевой воды в такой коллектор до истощения межзернистой породы от нефти.

Изотропные породы, в которых присутствуют подошвенные воды, также могут дать бóльшую добычу при газовом режиме, чем при водонапорном, вследствие низкой эффективности вытеснения нефти подошвенной водой. В пластах с высоким насы-

щением связанной водой остаточная нефть после обводнения коллектора может составить такую же высокую долю от начальных запасов нефти, что и после вытеснения нефти при газовом режиме. Наконец, в условиях эффективного разделения газовой фазы и гравитационного дренирования в пласте суммарная добыча нефти получается такой же или превышает добычу при водонапорном режиме. Максимальную отдачу нефти при водонапорном режиме для большинства нефтяных коллекторов можно рассматривать как вполне обоснованную рабочую гипотезу. Однако в каждом отдельном случае надо исследовать продуктивный пласт для выяснения, не может ли получиться обратной картины, т. е. не может ли вода, проникшая в нефтяной пласт, нанести больше вреда, чем пользы.

ГЛАВА 9

ВТОРИЧНЫЕ МЕТОДЫ ДОБЫЧИ НЕФТИ

9.1. Введение. Вторичные методы добычи нефти заключаются в нагнетании газа, воздуха или воды в нефтяные пласты, которые в процессе разработки по существу достигли полного истощения первоначально содержавшейся в них энергии, необходимой для вытеснения нефти из пористой среды, или дебиты которых достигли экономически низких пределов. С физической стороны такие методы можно рассматривать как крайне запоздалую форму разработки месторождений с поддержанием давления. Обычная разработка месторождения с поддержанием давления заключается в задержке падения пластового давления при неполном замещении дренированного пространства коллектора, вызванного отбором жидкости при эксплуатации.

При вторичных же методах с нагнетанием воды или газа в пласты наблюдается некоторое восстановление пластового давления. Это особенно заметно при нагнетании воды в пласт, когда заводнение проводится в большом масштабе и количество нагнетаемой воды превосходит отбираемый дебит. То же самое происходит при вторичной эксплуатации с нагнетанием газа в пласт или при так называемой «газовой репрессии».

Основное физическое различие между вторичными методами и разработкой с поддержанием пластового давления заключается в начальных условиях процесса. В первом случае — это состояние возможно полного истощения пластового давления или природной энергии для вытеснения нефти из пористой среды; во втором же случае — нагнетание воды или газа производится на протяжении всего периода первичной эксплуатации до истощения залежи.

С этим различием связаны другие, еще более серьезные факторы, отличающиеся скорее степенью своего влияния на процесс нефтеотдачи, чем свойствами. К этим факторам относятся: понижение нефтенасыщенности в целом по пласту, повышение вязкости нефти, уменьшение коэффициента пластового объема нефти, повышение поверхностного натяжения нефти, снижение поверхностного натяжения на разделе нефть — вода и более резкая разность в распределении давления или насыщения с изменением характеристики породы коллектора. Эти факторы более

сильно выражены на вторичном этапе эксплуатации. Пониженная нефтенасыщенность налагает условие повышенного насыщения пласта свободным газом [1].

Повышение вязкости нефти в результате снижения нефтенасыщенности ухудшает ее подвижность; уменьшение коэффициента пластового объема нефти увеличивает эквивалент товарной нефти на единицу уменьшения нефтенасыщенности порового пространства при нагнетании рабочего агента в пласт. Различие в насыщении и давлении в отдельных частях залежи способствует прорывам рабочего агента.

Вторичные методы добычи нефти имеют преимущество в том отношении, что давления, требуемые для нагнетания воды или газа в пласты, в ряде случаев гораздо ниже применяемых при разработке месторождений с поддержанием давления. Это особенно справедливо при нагнетании газа. В принципе при заводнении нефтяных пластов с умеренной или высокой проницаемостью напор столба воды в скважинах является достаточным для обеспечения их высокой приемистости.

Однако практически чаще применяются достаточно высокие давления на устье скважин для увеличения нефтеотдачи и сокращения срока разработки месторождения. Нагнетание газа или воды в пласт до истощения последнего может оказаться невозможным из-за отсутствия рабочего агента или спроса на него для других нужд. Могут быть и другие причины задержки нагнетания газа или воды в пласт. Однако всегда следует иметь в виду, что практически отсутствует какое бы то ни было серьезное физическое доказательство о преимуществе вторичных методов эксплуатации по сравнению с нагнетанием газа или воды в пласт до того, как он подвергся полному истощению.

Вторичные методы добычи нефти в чистом виде, без сомнения, будут терять свое практическое значение; однако в настоящее время они применяются на большом количестве объектов, а еще больше их находится в стадии проектирования.

В 1945 г. в США находилось в эксплуатации 419 750 скважин. Из них 299 146 скважин были «истощенными», т. е. такими, стоимость суточной добычи которых (в среднем 0,34 $м^3$) эквивалентна эксплуатационным расходам. В каждом из штатов (Пенсильвания, Оклахома, Техсас, Огайо и Нью-Йорк) находилось свыше 20 000 «истощенных» скважин. Общая продуктивная площадь, дренируемая всеми скважинами в США, составила **2 688 000** *га*, из них на долю «истощенных» приходится 1 242 000 *га*. При среднем суточном дебите на скважину в 1945 г. по США в целом 1,8 $м^3$ средний дебит по штатам Пенсильвания и Огайо составил всего 64 *л* на скважину в сутки. Только небольшая часть всей площади, с которой получается эта ничтож-

---

[1] Здесь принято считать, что на площади, где проводятся работы по вторичной эксплуатации, не происходило продвижения краевых вод, заместивших пространство, из которого была отобрана нефть.

ная добыча, может быть использована для экономически выгодного применения вторичных методов эксплуатации, но и эта часть площади содержит много миллионов кубометров потенциальной нефтедобычи.

Интересно также отметить, что в 1945 г. было заброшено 9103 скважины, и в недрах на площади, дренированной этими скважинами, осталось по подсчету около 3 млн. $м^3$ нефти.

Отсюда становится необходимым пересмотреть основы технологии вторичных методов добычи нефти.

С практической стороны следует отметить также резкое отличие вторичных методов добычи нефти от методов поддержания пластового давления. Это связано с характером распределения нагнетательных скважин. При разработке месторождений с поддержанием давления нагнетание газа или воды в пласт обычно производится вне площади, занимаемой зоной нефтенасыщения, для создания общего перемещения газонефтяного или водонефтяного контакта и сокращения объема нефтенасыщенной части коллектора.

Так, нагнетательные газовые скважины обычно размещаются на газовой шапке или в повышенной части структуры для вытеснения всей нефти вниз по падению пласта к забоям эксплуатационных скважин. Закачка воды на первоначальном этапе разработки месторождения обычно ведется вблизи водонефтяного контура или за контуром нефтеносности, в пределах примыкающего к нефтяной залежи водяного резервуара, для получения общего движения нефти вверх по структуре, аналогично действию краевых вод в естественных условиях.

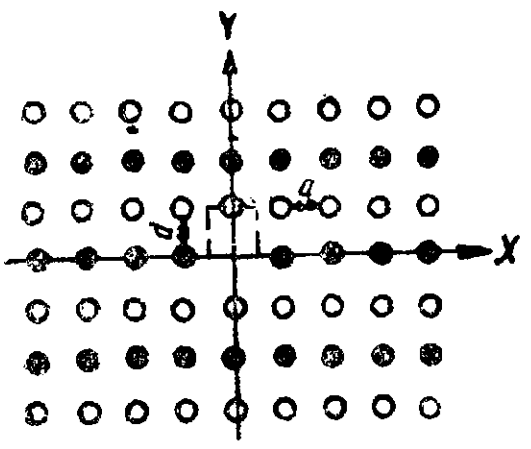
При вторичной эксплуатации закачка газа или воды обычно распределяется по всей нефтепромысловой площади так, что отдельные нагнетательные скважины находятся, поскольку это возможно, среди эксплуатационных скважин. В большинстве проектов вторичной эксплуатации структурные особенности месторождения играют подчиненную роль при выборе местоположения нагнетательных скважин.

Имеется много оснований для площадного распределения нагнетательных скважин при вторичной эксплуатации. Основной причиной является уменьшение среднего расстояния между фокусами нагнетания жидкости или газа и очагами отбора, благодаря чему эксплуатационные дебиты возрастают и сокращается общий срок разработки месторождения. Наконец, при площадной закачке воды или газа можно осуществить лучший контроль за процессом и провести необходимые мероприятия на скважинах по сравнению с условиями, когда нагнетательные скважины расположены вдоль границ всей нефтеносной площади.

Когда вторичная эксплуатация применяется на достаточно большой непрерывной площади, стало обычной практикой (особенно при закачке воды в пласты) располагать нагнетательные и эксплуатационные скважины по определенной схеме, создавая сложную переплетающуюся сетку размещения обоих видов сква-

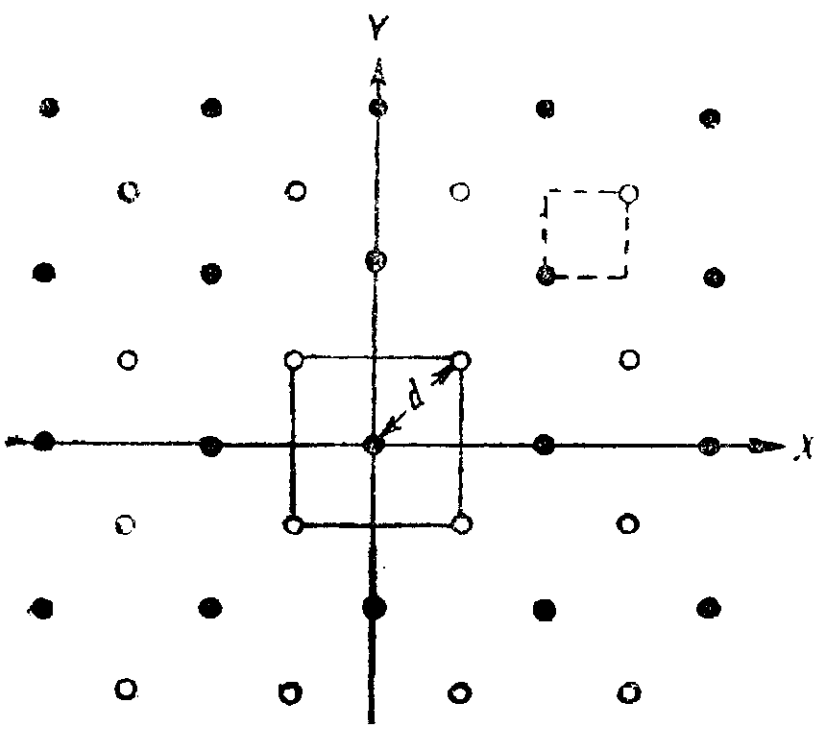
жин [1]. На фиг. 165 представлен первый применявшийся тип правильной сетки размещения скважин для осуществления линейного заводнения.

В этом случае нагнетательные и эксплуатационные скважины расположены на правильном и одинаковом расстоянии друг от друга по параллельным чередующимся линиям, причем скважины одного назначения расположены против скважин другого назначения. Следующая схема размещения скважин, так называемая «пятиточечная», показана на фиг. 166. Ее можно рассматривать как частный случай шахматного размещения скважин при линейном заводнении, где параллельные ряды скважин одного назначения (нагнетательные) чередуются с параллельными рядами скважин другого назначения (эксплуатационные). При этом расстояния между рядами равняются половине расстояния между скважинами в одном ряду, а сами скважины в рядах смещены также на половину расстояния между ними. При пятиточечном размещении каждая скважина своего профиля равномерно окружена четырьмя скважинами другого профиля. Эта схема является в настоящее время наиболее распространенной.

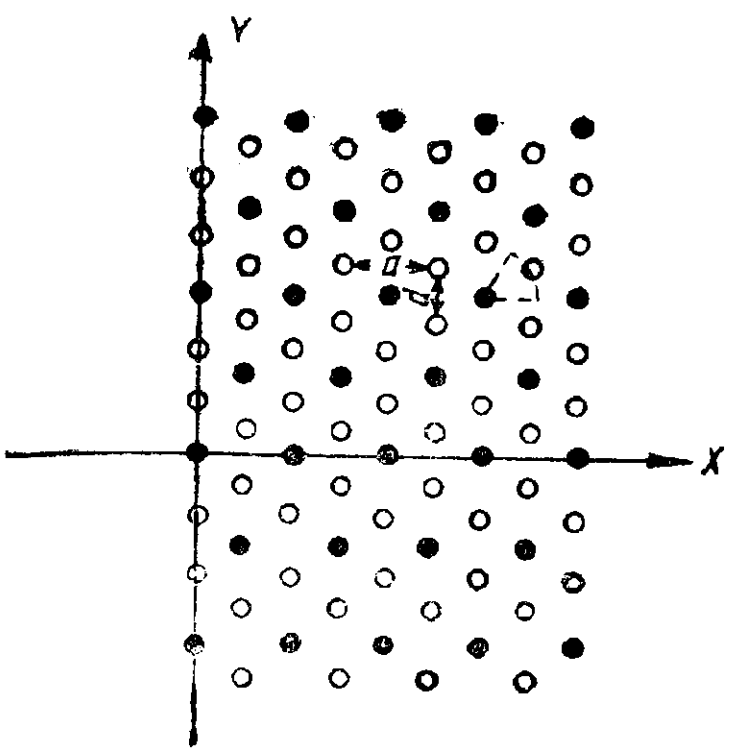


Фиг. 165. Схема размещения скважин при линейном заводнении.

Пунктирные отрезки показывают основной элемент симметрии. Черными кружками обозначены продуктивные скважины, а светлыми кружками — нагнетательные скважины.



Фиг. 166. Пятиточечное размещение скважин. Пунктирные отрезки показывают основной элемент симметрии.



Фиг. 167. Семиточечное размещение скважин. Пунктирные отрезки показывают основной элемент симметрии.

---

[1] При нагнетании газа в пласт обычно применяют более редкое размещение нагнетательных скважин, исходя из экономической целесообразности.

На фиг. 167 приведена другая схема размещения скважин, известная как «семиточечная». Она состоит из треугольной сетки скважин, где нагнетательная или эксплуатационная скважина может быть расположена в центре правильного шестиугольника [1].

Физические основы, лежащие в основе вторичных методов эксплуатации, хорошо понятны. Вместе с тем возникающие трудности количественного описания и формулировок в основном остаются те же, что и при анализе первичного этапа разработки месторождений и, в частности, при эксплуатации пластов на режиме «растворенного газа». В настоящее время получили количественную трактовку только отдельные стороны общей задачи, и эти решения содержат большое количество упрощающих допущений.

Если бы существовала хорошо разработанная теория этой проблемы, она бы представляла анализ систем многофазного течения. Дело в том, что при нагнетании газа или воды в пласт необходимо учитывать разницу между свойствами нагнетаемой жидкости и пластовой жидкости, вытесняемой к забоям эксплуатационных скважин. Анализ этого процесса в основном должен описывать неустановившееся состояние благодаря изменению распределения жидкостей в процессе нефтеотдачи.

Наконец, эта теория должна была бы разрешить неравновесное состояние между нагнетаемым расходом и извлекаемым дебитом, особенно для систем заводнения.

Ясно, что анализ однофазного течения в установившемся состоянии не может дать достаточного количественного описания динамики естественных нефтяных коллекторов, где проводятся вторичные методы добычи нефти.

Однако идеализированная теория сеток размещения скважин, часто применяемая при разработке проектов вторичной эксплуатации, показывает уникальность их геометрических характеристик, которые могут играть известную роль при установлении эффективности процесса. Даже в системах заводнения, где переходные состояния для нагнетательных скважин имеют первенствующее значение в период заполнения дренированной части порового пространства пласта, в результате интерференции скважин в конечном итоге они приближаются к условиям стационарного течения.

При нагнетании газа в пласт, когда нефть в последнем по существу уносится с газом, сопротивление течению с уменьше-

---

[1] Между двумя последними схемами размещения нагнетательных скважин нет большого различия, так как они обладают одной и той же основной проводимостью при установившемся состоянии и одним и тем же к. п. д. Схемы с расположением нагнетательной скважины в центре шестиугольника иногда рассматривают как «четырехточечное» размещение скважин. Однако при исследовании переходного состояния процесса нагнетания воды в пласт обе эти схемы показывают разную площадь интерференции и разную эффективность вытеснения.

нием нефтенасыщения может быть приближенно описано последовательностью установившихся состояний. Анализ влияния разных сеток размещения скважин на эффективность вторичных методов добычи нефти был рассмотрен в IX главе книги М. Маскета «Течение однородных жидкостей в пористой среде», Гостоптехиздат, 1949 г. Следует отметить, что эта теория ограничена в своем практическом приложении, и в ней не делается различия между системами с нагнетанием воды и системами с нагнетанием газа. Между тем общеизвестно, что механизм процесса вытеснения нефти из пористой среды для обоих случаев резко различен.

9.2. Ограничения исследования систем вторичной эксплуатации аналитическим методом и моделированием. Наиболее серьезное ограничение, возникающее при аналитическом исследовании систем вторичной эксплуатации с нагнетанием жидкостей в пласты, а также при их электромоделировании, связано с основным допущением установившегося состояния течения. При нагнетании газа или воздуха вытеснение нефти зависит в значительной степени от уносящего действия движущегося по частично дренированному нефтяному пласту газообразного агента.

Поэтому можно продолжать эксплуатацию скважин и получать экономически выгодный дебит из них даже спустя некоторое время после прорыва газа через пласт и установления стационарного течения.

При заводнении нефтяных пластов установившееся состояние развивается фактически к тому моменту, когда весь продуктивный пласт затоплен водой. Большая часть процесса заводнения происходит в неустановившемся состоянии благодаря тому, что расход воды при нагнетании намного превосходит отбираемые дебиты, и вода заполняет дренированную часть пласта, вытесняя перед собою фронт нефти. После прорыва воды в эксплуатационную скважину вслед за вытеснением фронта нефти по данному пласту водонефтяные факторы начинают быстро возрастать. Суммарная добыча нефти после установления стационарного течения жидкости будет составлять, по всей вероятности, незначительную часть всей добычи, полученной в процессе заводнения.

Физические условия заводнения нефтяных пластов показывают, что в неустановившийся период заполнения дренированных участков распределение давления и движение жидкости определяются в значительной степени режимом работы нагнетательных скважин. В течение этого периода эксплуатационные скважины вследствие низких дебитов испытывают небольшое влияние от действия нагнетаемой воды.

Сетка размещения эксплуатационных скважин играет небольшую роль по сравнению с тем, что вытекает из теории установившегося состояния течения. Радиальное распространение нагнетаемой воды по пласту будет продолжаться дольше, чем это

вытекает из экспериментов с электрическими моделями или из распределения давления при установившемся состоянии.

Пока расстояние между нагнетательными скважинами не превосходит примерно в два раза расстояния между нагнетательной и эксплуатационной скважинами, происходит нарушение радиального фронта нагнетаемой жидкости благодаря интерференции и близости его к нефтяным оторочкам соседних нагнетательных скважин. Фронт нагнетаемой жидкости не станет образовывать языка по направлению к эксплуатационным скважинам до тех пор, пока он с ними не сблизится теснее, чем это вытекает из экспериментов на моделях с установившимся состоянием течения. Нагнетаемая жидкость окажет влияние на эксплуатационные скважины, когда она войдет в сферу пониженного давления поверхности стока последних.

Фактический к. п. д. заводнения однородного пласта будет выше соответствующего значения при установившемся состоянии, где расход нагнетаемой жидкости принимается равным отбираемому дебиту. Однако проводимость сетки размещения при установившемся состоянии или эксплуатационная производительность не имеют прямой связи с проводимостью в переходный период. Расход в нагнетательных скважинах будет, повидимому, выше, а дебиты эксплуатационных скважин ниже расчетных значений, полученных согласно теории установившегося состояния течения. Последняя дает общую картину свойств чисто геометрического течения в сетках размещения скважин, обычно принятых при вторичной эксплуатации. Однако полученные выводы можно прилагать количественно только при особых условиях.

9.3. Неустановившийся период в нагнетательных водяных скважинах. Ниже приводится приближенная теория падения приемистости водяных нагнетательных скважин в течение периода заполнения дренированного порового пространства до возникновения явления интерференции скважин. Принимается, что нагнетаемая вода расходится радиально по пласту, уменьшая остаточную нефтенасыщенность до $\varrho_{н\,r}$ и создавая впереди себя нефтяную оторочку в виде кругового кольца (фиг. 168). Пусть в нефтяной оторочке и в затопленной площади остается одинаковое насыщение свободным газом $\varrho_г$*.

Если взять начальную нефтенасыщенность $\varrho_{н\,i}$ однородной, а водонасыщенность $\varrho_в$, то

$$(r_e^2 - r_0^2)(1 - \varrho_в - \varrho_г - \varrho_{н\,i}) = (r_0^2 - r_c^2)(\varrho_{н\,i} - \varrho_{н\,r}), \qquad (1)$$

где r_c, r_0, r_e — радиусы скважины, затопленной площади и

---

* Обычно принимается, что $\varrho_г = 0$. Ввиду отсутствия практических доказательств этого положения значение $\varrho_г$ оставляется произвольным.

нефтяной оторочки. Если пренебречь величиной r_c по сравнению с r_0, то из уравнения (1) следует:

$$\frac{r_e^2}{r_0^2} = \frac{1 - \varrho_в - \varrho_г - \varrho_{нг}}{1 - \varrho_в - \varrho_г - \varrho_{нi}} \equiv \frac{f_в}{f_н}, \qquad (2)$$

где $f_в$, $f_н$ — эффективные пористости заполнения водой в затопленной площади и в нефтяной оторочке, т. е. фактическая пористость, умноженная соответственно на числитель и знаменатель второй части уравнения (2). Общий объем нагнетаемой воды будет

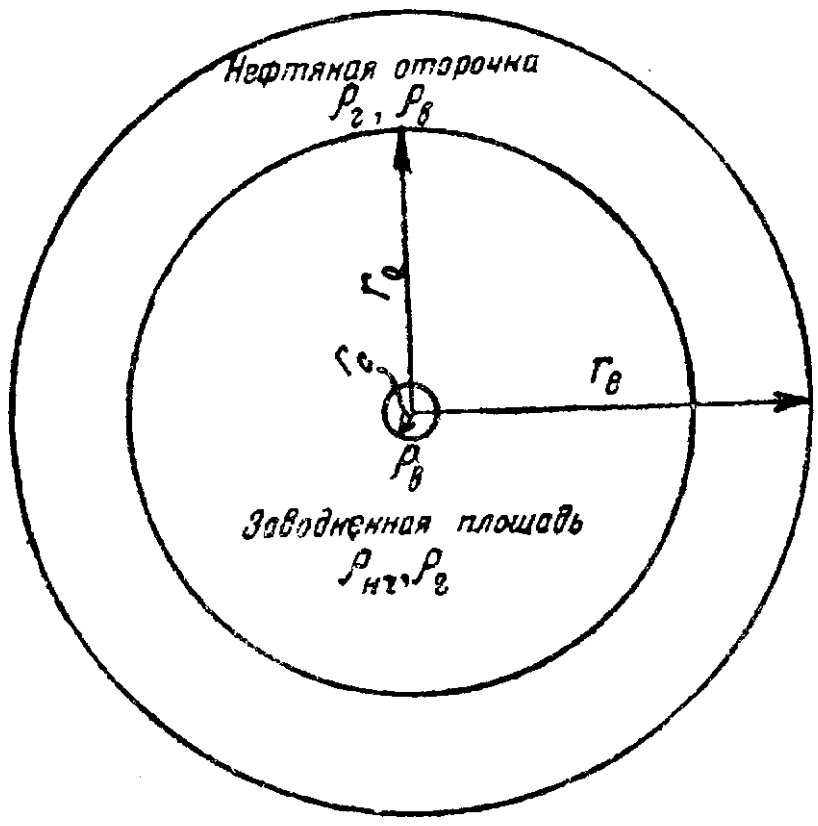
$$V = \pi h f_в (r_0^2 - r_c^2), \quad (3)^1$$

где h — мощность пласта.

Полагая, что мгновенный дебит нагнетаемой воды Q соответствует уравнению радиального течения при установившемся состоянии, можно получить

$$Q = \frac{2\pi k_в h (p_c - p_f)/\mu_в}{\lg r_0/r_c + a \lg r_e/r_0};$$

$$a = \frac{k_в \mu_н}{k_н \mu_в}, \qquad (4)$$



Фиг. 168. Схема радиального распространения воды по пласту из нагнетательной скважины.

где p_c — давление нагнетания (на забое скважин); $k_в$, $k_н$ — эффективные проницаемости для воды и нефти; $\mu_в$, $\mu_н$ — вязкости воды и нефти; p_f — остаточное пластовое давление ко времени нагнетания воды в пласт.

Согласно уравнению (2) отношение r_e/r_0 постоянно. Объединяя уравнения (2), (3) и (4), можно получить зависимость между общим объемом нагнетания и темпом нагнетания:

$$\lg \frac{V}{\pi h f_в r_c^2} = \frac{4\pi k_в h (p_c - p_f)}{Q \mu_в} + a \lg \frac{f_н}{f_в}. \qquad (5)$$

Отсюда логарифм суммарного объема нагнетаемой воды изменяется прямо пропорционально величине, обратной темпу нагнетания. Зависимость V от $1/Q$, удовлетворяющая уравнению (5), должна иметь наклон, пропорциональный $k_в/\mu_в$, откуда определяется значение последней, полагая давление нагнетания p постоянным. Если известны a и пористость заполнения водой,

---

[1] Уравнение (3), очевидно, налагает условие неподвижности связанной воды в пласте, но оно остается справедливым и в том случае, когда все содержание связанной воды перемещается впереди нагнетаемой, т. е. при условии: $r_c < r_0$.

то пересечение для $1/Q = 0$ дает эффективный радиус скважины r_c. Линейная связь между $\lg V$ и $1/Q$ с тем же самым наклоном должна теоретически оставаться справедливой и в случае пренебрежения нефтяной оторочкой ($f_н = f_в$). В этом случае для определения r_c из пересечения $\lg V$ необходимо иметь только обычное значение пористости заполнения и мощности пласта. Из уравнения (5) следует, что при постоянном темпе нагнетания давление на нагнетательных скважинах будет возрастать с логарифмом общего количества нагнетаемой воды (или времени).

Изменение времени в зависимости от темпов нагнетания или общего закачанного в пласт количества воды при постоянном давлении нагнетания определяется интегрированием уравнения (5). Так как Q есть производная от V по времени, то

$$1 + e^{1/\bar{Q}}\left(\frac{1}{\bar{Q}} - 1\right) = \frac{4k_в t \Delta p}{\mu_в f_в r_c^2}\left(\frac{f_в}{f_н}\right)^a \equiv \bar{t}; \qquad (6)$$

$$1 + \bar{V}\,(\lg \bar{V} - 1) = \frac{4k_в t \Delta p}{\mu_в f_в r_c^2}\left(\frac{f_в}{f_н}\right)^a \equiv \bar{t}, \qquad (7)^1$$

где Q, V — безразмерные дебиты и общие объемы нагнетания, определяемые из

$$\bar{Q} = \frac{Q\mu_в}{4\pi k_в h \Delta p}; \quad \bar{V} = \frac{V}{\pi h f_в r_c^2\left(\frac{f_н}{f_в}\right)^a}. \qquad (8)$$

В обозначениях уравнения (8) уравнение (5) принимает вид

$$\lg \bar{V} = \frac{1}{\bar{Q}}. \qquad (9)$$

В этих единицах уравнения (6) — (9) дают универсальные зависимости, которые можно приложить к любой нагнетательной скважине, вскрывшей однородный пласт.

На фиг. 169 дано построение уравнений (6) и (7). После начального резкого падения $\bar{Q}$ оно получает очень медленное асимптотическое снижение благодаря $\bar{Q} \sim 1/\lg \bar{t}$. Асимптотический подъем кривой суммарного объема нагнетаемой воды медленнее линейного и соответствует $\bar{V} \sim \bar{t}/\lg \bar{V}$. Для перевода

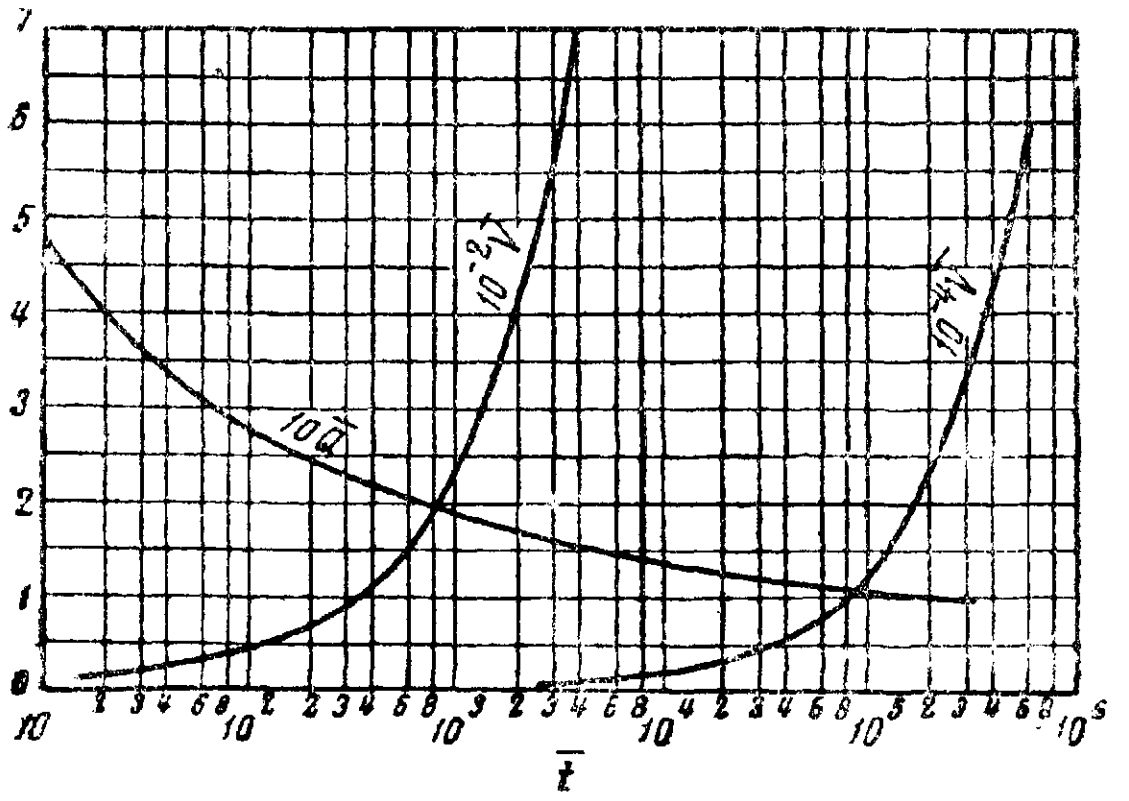
---

[1] Условия, налагаемые уравнением (7), что $V = 1$ при $\bar{t} = 0$, не имеют практического значения и вытекают из пренебрежения r_c по сравнению с r_0 и r_e при выводе уравнений (2) и (5).

этих безразмерных единиц в сутки, *м³/сутки* и *м³* даются следующие коэффициенты:

$$\left.\begin{aligned} t\ (\text{суток}) &= \frac{174{,}3\, r_c^2 \mu_в f_в (f_н/f_в)^a}{k_в \Delta p}\,\bar{t} \\ Q\ (м^3/\text{сутки}) &= \frac{0{,}0023\, k_в h \Delta p \bar{Q}}{\mu_в} \\ \bar{V}\ (м^3) &= 0{,}0895\, h f_в r_c^2 \left(\frac{f_н}{f_в}\right)^a \bar{V} \end{aligned}\right\} \qquad (10)$$

где $k_в$ — в миллидарси; r_c и h — в *м*; Δp — в *ат* и $\mu_в$ — в сантипуазах.

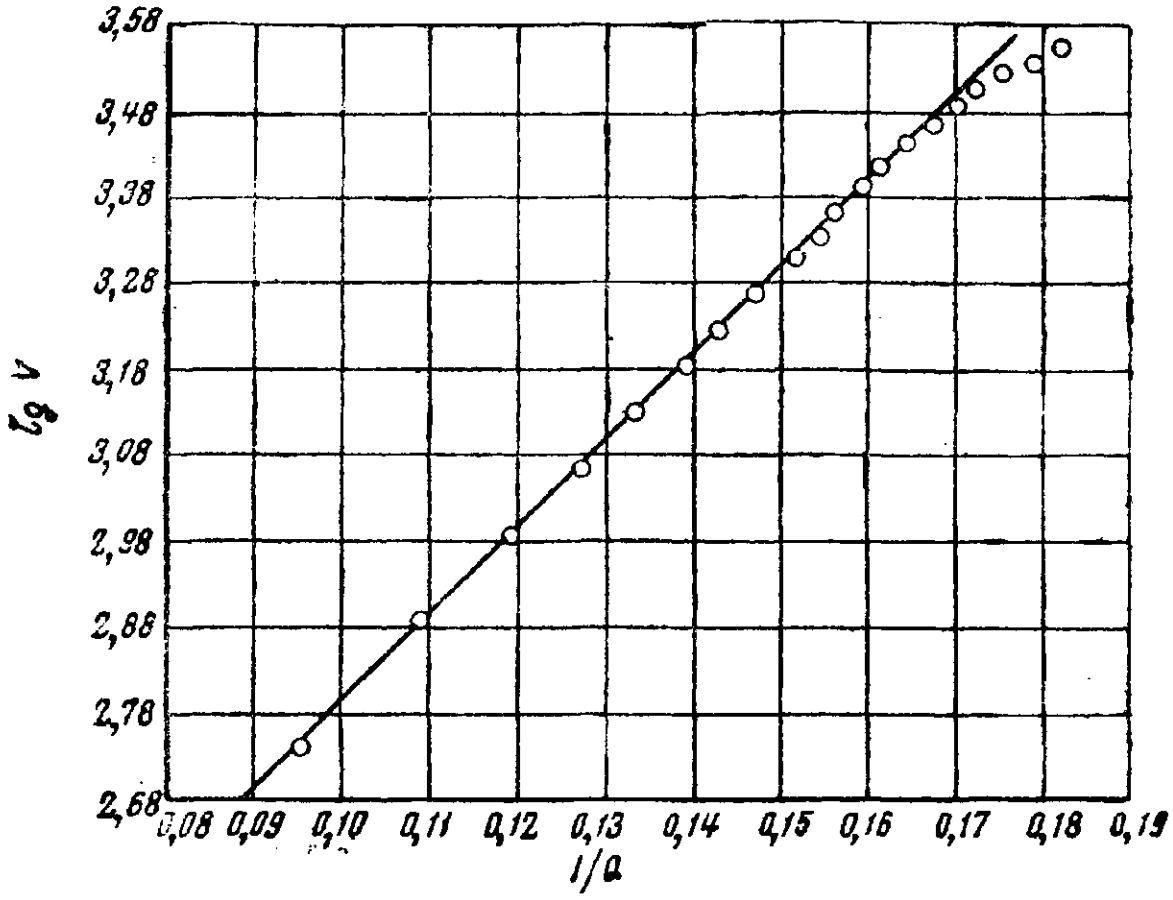


Фиг. 169. Расчетные кривые изменения безразмерных дебитов нагнетания $\bar{Q}$, а также суммарного объема нагнетаемой воды в скважины $\bar{V}$ в зависимости от безразмерного времени t для этапа радиального распространения воды по пласту. $\bar{Q}$, $\bar{V}$ и $\bar{t}$ определяются уравнениями 9,3 (6) до 9.3 (8).

Если принять $(f_н/f_в)^a = 1$ и эффективный радиус скважины равным 0,3 *м* за счет торпедирования и расширения забоя, то из уравнения (10) следует, что при темпах нагнетания 0,028 *м³/сутки* на 1 *ат/миллидарси* на 1 *м* вязкости воды 1 сантипуаз Q составляет 0,247. Из фиг. 169 видно, что при этом $t = 175$, а $\bar{V} = 57$. Согласно уравнению (10) последняя величина означает, что общее количество нагнетаемой жидкости для $f_в = 0{,}1$ будет 1,7 *м³* на 1 *м* продуктивного пласта; время, ушедшее на нагнетание, составит 691,3 суток при перепаде давления в процессе нагнетания 0,068 *ат* и 0,691 суток при перепаде давления 68 *ат*. Если известны нагнетаемый дебит и суммарный расход закачанной в определенный промежуток времени воды, то

из уравнения (10) и фиг. 169 можно определить одну из физических констант; например, эффективную проницаемость для воды или пористость заполнения водой.

На фиг. 170 приводятся результаты наблюдения зависимости между темпом нагнетаемой воды и суммарным расходом ее при нагнетании. Ординатами графика служат десятичные логарифмы суммарного расхода воды, а абсциссами — величины, обратные нагнетаемому суточному объему. Каждый кружок соответствует одному месяцу закачки. Из графика видно, что на протяжении более 1 года соблюдалась теоретически установленная линейная



Фиг. 170. График зависимости между суммарным объемом нагнетаемой воды V и темпом нагнетания Q *м*³/*сутки* для нагнетательной скважины в Брэдфорде.

зависимость $\lg V$ от $1/Q$. Мощность пласта была 3 *м* и давление нагнетания 136 *ат*. Исходя из этих данных и наклона кривой, была рассчитана эффективная проницаемость для воды, составившая 0,082 миллидарси. Так как проницаемость породы по воздуху была 1,9 миллидарси, то соответствующая относительная проницаемость равнялась 0,043. При $f_в$ и $f_н = 0{,}0625$ значение эффективного радиуса скважины из пересечения экстраполированного $\lg V = 4{,}2$ *м*. Большое значение радиуса, очевидно, является результатом торпедирования забоя скважины 9 *л* нитроглицерина на 1 *пог. м*, а возможно, и трещинами в призабойной зоне.

9.4. Интерференция водяных нагнетательных скважин. Радиальное распространение нагнетаемой воды и нефтяной оторочки не может происходить бесконечно даже в условиях строго однородного пласта. Как только нефтяные оторочки от двух нагнетательных водяных скважин вступают в соприкосновение, возникает интерференция и разрушение оторочек.

Этот момент определяет собой верхний предел времени и суммарного расхода воды при закачке, для которого уравнения 9.3 (6) — 9.3 (9) сохраняют свою справедливость. Выражая в процентах площадь затопления на элемент сетки размещения скважины, можно иметь для линейной системы при прямоугольной или шахматной сетке скважин (для $a < 2d$) — $100\ \pi a/8d$, или 39,3% при квадратной сетке, 78,5% при пятиточечной сетке, 90,7% для шестиугольной сетки с нагнетательной скважиной в центре шестиугольника (четырехточечная сетка) и 60,5% для периферийного нагнетания в шестиугольном размещении. Эти величины являются минимальными коэффициентами заводнения.

Для нормальных семиточечной и четырехточечной систем значения коэффициентов различны. Интересно заметить, что коэффициент заводнения при установившемся состоянии для линейной системы с прямоугольной сеткой скважин возрастает с увеличением d/a, а при интерференции затопляемых площадей он уменьшается. Так, при $d/a = 1$ коэффициенты заводнения составляют соответственно 57 и 39,3%. Однако при $d/a = 1/2$ они будут 31 и 78,5%.

Значения безразмерных суммарных расходов нагнетаемой воды $\bar{V}_i$, при которых развивается интерференция нагнетательных скважин, принимая $(f_н/f_в)^\alpha = 1$, будут[1]:

линейные системы[2] с прямоугольной сеткой скважин (фиг. 165)

$$\left.\begin{aligned} \bar{V}_i &= 0{,}25\left(\frac{a}{r_c}\right)^2; \quad a \leqslant 2d \\ \bar{V}_i &= \left(\frac{d}{r_c}\right)^2; \quad a \geqslant 2d \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

пятиточечное размещение (фиг. 166)

$$\bar{V}_i = 0{,}5\left(\frac{d}{r_c}\right)^2; \qquad (2)$$

семиточечное размещение (нагнетание ведется с периферии) (фиг. 167)

$$\bar{V}_i = 0{,}25\left(\frac{d}{r_c}\right)^2; \qquad (3)$$

семиточечное размещение (нагнетание происходит в центре)

$$\bar{V}_i = 0{,}75\left(\frac{d}{r_c}\right)^2. \qquad (4)$$

---

[1] Если учитывать нефтяную оторочку, уравнения (1)—(4) сохраняют свою справедливость и при условии $(f_н/f_в)^{\alpha-1} = 1$, т. е. $f_н = f_в$, или $\alpha = 1$.

[2] Для линейной системы с шахматным размещением скважин первое из уравнений (1) принимается во всех случаях.

При пяти- и семиточечном размещении скважин d представляет расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. Значения $\bar{t}$ для появления интерференции получаются из данных для $\bar{V}$, прилагая уравнение 9.3 (7) или фиг. 169.

После установления интерференции между нагнетательными скважинами радиальное распространение затопляемой площади и нефтяной оторочки нарушается, и уравнения параграфа 9.3 теряют свою справедливость. Дальнейшее продвижение нефтяной оторочки к эксплуатационным скважинам слишком сложно для количественной обработки. Однако можно получить некоторое приближение, допуская, что в течение этого периода темп нагнетания линейно падает во времени, пока не установится стационарное течение. В безразмерных единицах это составит:

линейная система с прямоугольной сеткой скважин

$$\bar{Q}_s = \frac{1}{2\pi d/a + 4 \lg a/2\pi r_c}; \qquad (5)$$

линейная система с шахматной расстановкой скважин

$$\bar{Q}_s = 1/2 \lg \frac{\operatorname{ch}^4 \pi d/a \operatorname{ch}^3 3\pi d/a}{\operatorname{sh}^2 \pi r_c/a \operatorname{sh}^4 2\pi d/a \operatorname{sh} 4\pi d/a}; \qquad (6)$$

пятиточечное размещение

$$\bar{Q}_s = \frac{1}{4 \lg d/r_c - 2{,}476}; \qquad (7)$$

семиточечное размещение

$$\bar{Q}_s = 1/(3 \lg d/r_c - 1{,}7073). \qquad (8)$$

Кривая суммарного расхода нагнетаемой воды продолжается в согласии с линейно уменьшающимся темпом закачки, пока весь элемент сетки размещения не заполнится водой. После этого кривая будет итти с постоянным наклоном, равным темпу при достигнутом установившемся состоянии [1].

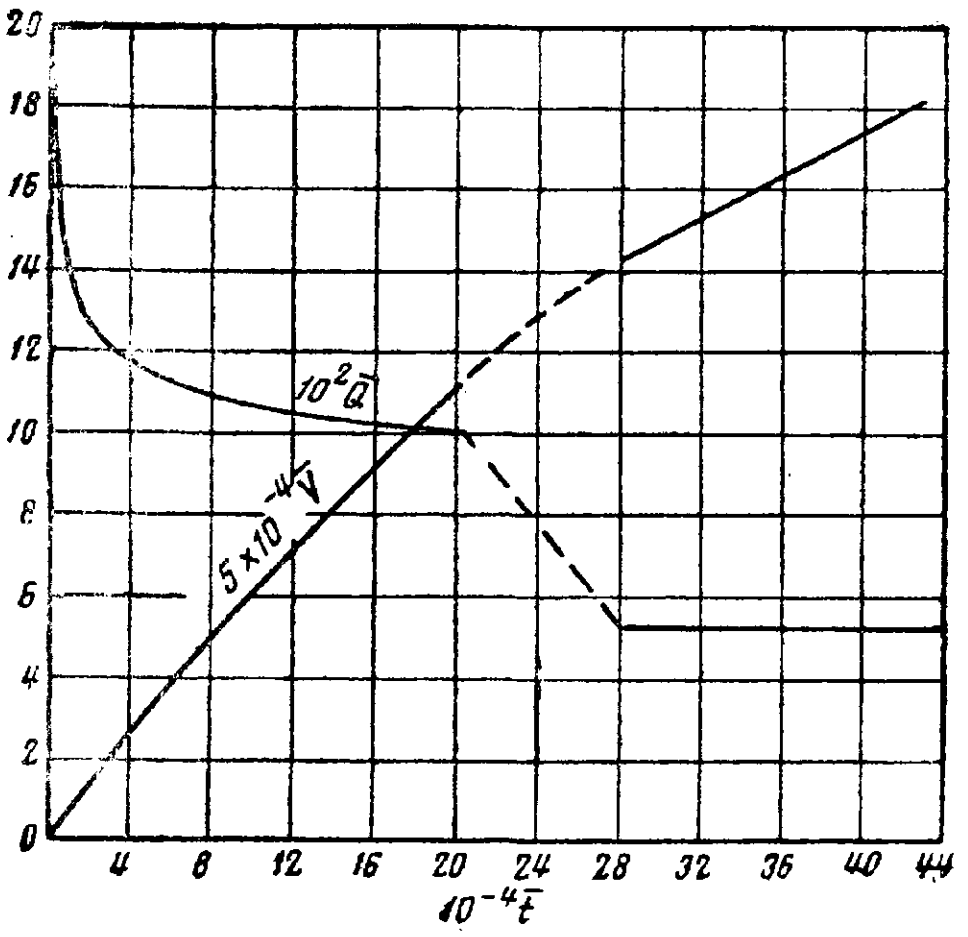
Интервал безразмерного времени интерференции будет

$$\Delta\bar{t} = \frac{\bar{V}_f - \bar{V}_i}{(\bar{Q}_i + \bar{Q}_s)/2}, \qquad (9)$$

где $\bar{V}_f$ — суммарный безразмерный объем заполнения водой порового пространства, исходя из уравнений (1) — (4); $\bar{Q}_i$ — дебиты, соответствующие $\bar{V}_i$; $\bar{Q}_s$ — дебиты, соответствующие установившемуся состоянию, на основе уравнений (5)—(8).

[1] В области с установившимся течением пористость заполнения водой учитывать нет необходимости. Однако в процессе вычисления удобно воспользоваться теми же определениями переменных и переводных коэффициентов [уравнение 9.3 (10)] для сохранения непрерывности масштаба безразмерности в построениях, например фиг. 171.

Принимая снова $r_c = 0{,}3$ *м*, можно получить для расстояния между нагнетательными скважинами при пятиточечном размещении 90 *м*, $d = 63{,}6$ *м* и $\overline{V}_i = 22\,500$. Соответствующие значения для $\overline{Q}_i$ и $\overline{t}$ будут 0,09979 и $2{,}029 \cdot 10^5$. Эти значения являются предельными для периода радиального распространения воды. Из уравнения (7) $\overline{Q}_s = 0{,}05276$. При $\overline{V}_f = 28648$, $\Delta\overline{t} = 80\,600$, так что установившееся состояние начнется при $\overline{t} = 2{,}835 \cdot 10^5$. На фиг. 171 приведены кривые изменения безразмерного дебита нагнетания и суммарного расхода нагнетаемой воды для пятиточечного размещения скважин.



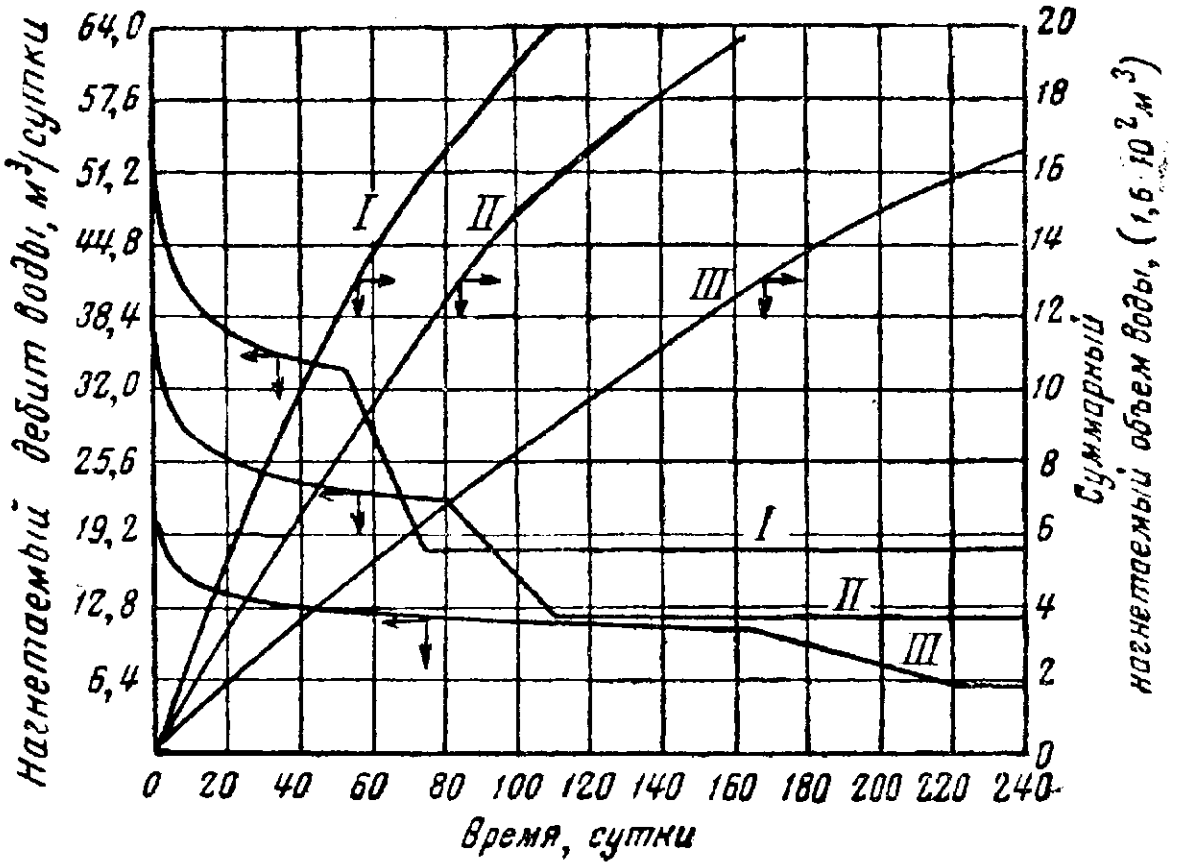
Фиг. 171. График вычисленного изменения времени для темпов нагнетания воды в пласт Q, а также суммарных объемов нагнетания $\overline{V}$ в безразмерных единицах, при пятиточечном размещении, с расстоянием между нагнетательными скважинами 90 *м* и эффективным радиусом скважины 0,3 *м*. Пунктирные отрезки отражают линеаризованные приближения для периода интерференции скважин между этапом радиального распространения воды по пласту и установившимся течением.

Численный перевод безразмерных параметров в сутки и кубометры производится при помощи уравнения 9.3(10) после установления значений $k_в$, $\mu_в$, h, Δp и $f_в$. На практике переход между неустановившимся периодом радиального распространения воды в пласте и условиями стационарного течения происходит, несомненно, более плавно, чем это видно из фиг. 171, даже для единичного пласта однородной проницаемости.

Однако погрешность сделанного приближения для построения переходной области лежит в тех же пределах, что и для выбора физических параметров, на основе которых производится численное приложение данной теории. Фиг. 171 и теоретические соображения, послужившие основой ее построения, относятся только к единичной однородной зоне. При слоистой породе коллектора, но в условиях, когда перемещение воды по вертикали не играет особой роли, для описания поведения такой сложной системы можно применить параллельное наложение переходных зон, связанных с отдельными слоями. Для этого, исходя из уравнения 9.3 (10), для отдельных слоев необходимо иметь изме-

нение масштаба времени, темпов нагнетания и суммарного расхода нагнетаемой воды в согласии с их проницаемостью и мощностью. Масштаб времени и продолжительность неустановившегося периода до возникновения интерференции уменьшаются обратно пропорционально величине проницаемости.

Темпы нагнетания воды пропорциональны величине миллидарси-метров отдельных зон, а суммарный расход нагнетания пропорционален соответственно их мощности. На фиг. 172 приведены результаты такого расчета для пятиточечной схемы,

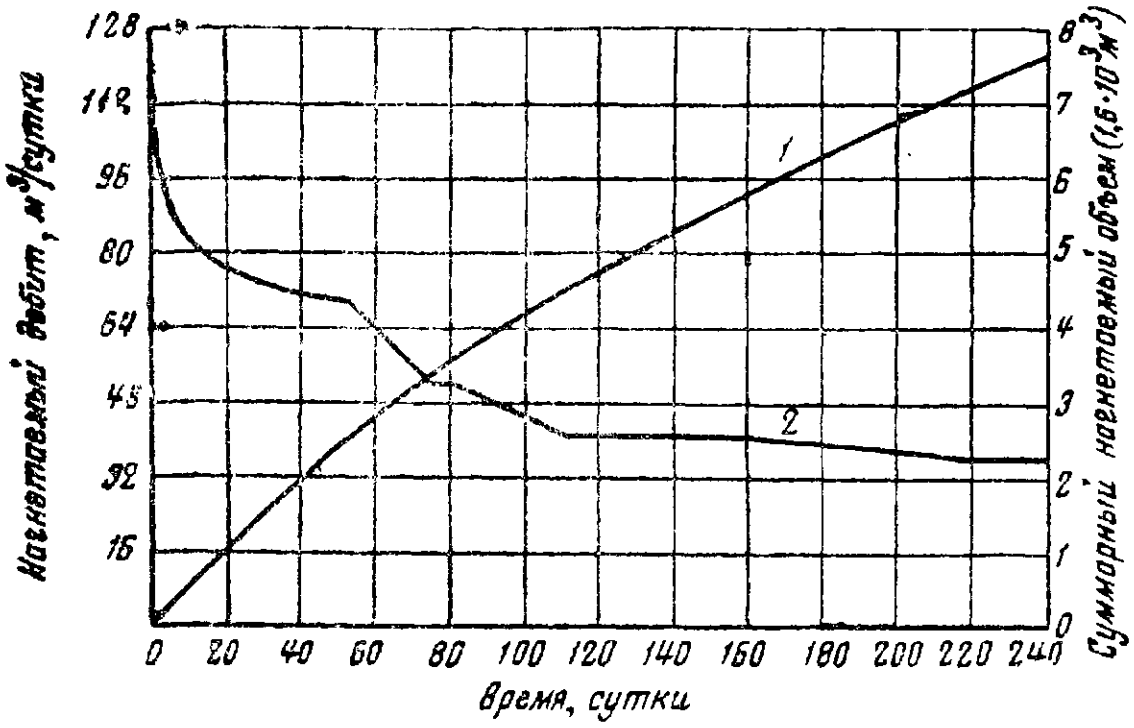


Фиг. 172. График нагнетания воды (темп и суммарный нагнетательный объем) в инжекционную скважину при пятиточечном размещении для трех слоев мощностью 3 *м* каждый и соответствующей эффективной проницаемостью для воды 15 (кривая *I*), 10 (кривая *II*) и 5 (кривая *III*) миллидарси. Расстояние между нагнетательными скважинами 90 *м*; эффективный радиус скважины 0,3 *м*; вязкость воды — 1 сантипуаз; $f_в\,(f_н/f_в)^a = 0{,}1$.

исходя из трех слоев в пласте мощностью каждый в 3 *м*; эффективной проницаемости для воды соответственно 5, 10 и 15 миллидарси; давления нагнетания 68 *ат*, $\mu_в = 1$ сантипуазу, $r_с = 0{,}3$ *м*, $f_в\,(f_н/f_в)^a = 0{,}1$ и расстояния между нагнетательными скважинами 90 *м**. Из фиг. 172 видно, что неустановившееся состояние для радиального распространения воды заканчивается соответственно через 160,4; 80,2 и 53,5 дня для зон с 5, 10 и 15 миллидарси, а заполнение порового пространства и установившееся течение начинается через 224,1; 112 и 79,7 дня. На

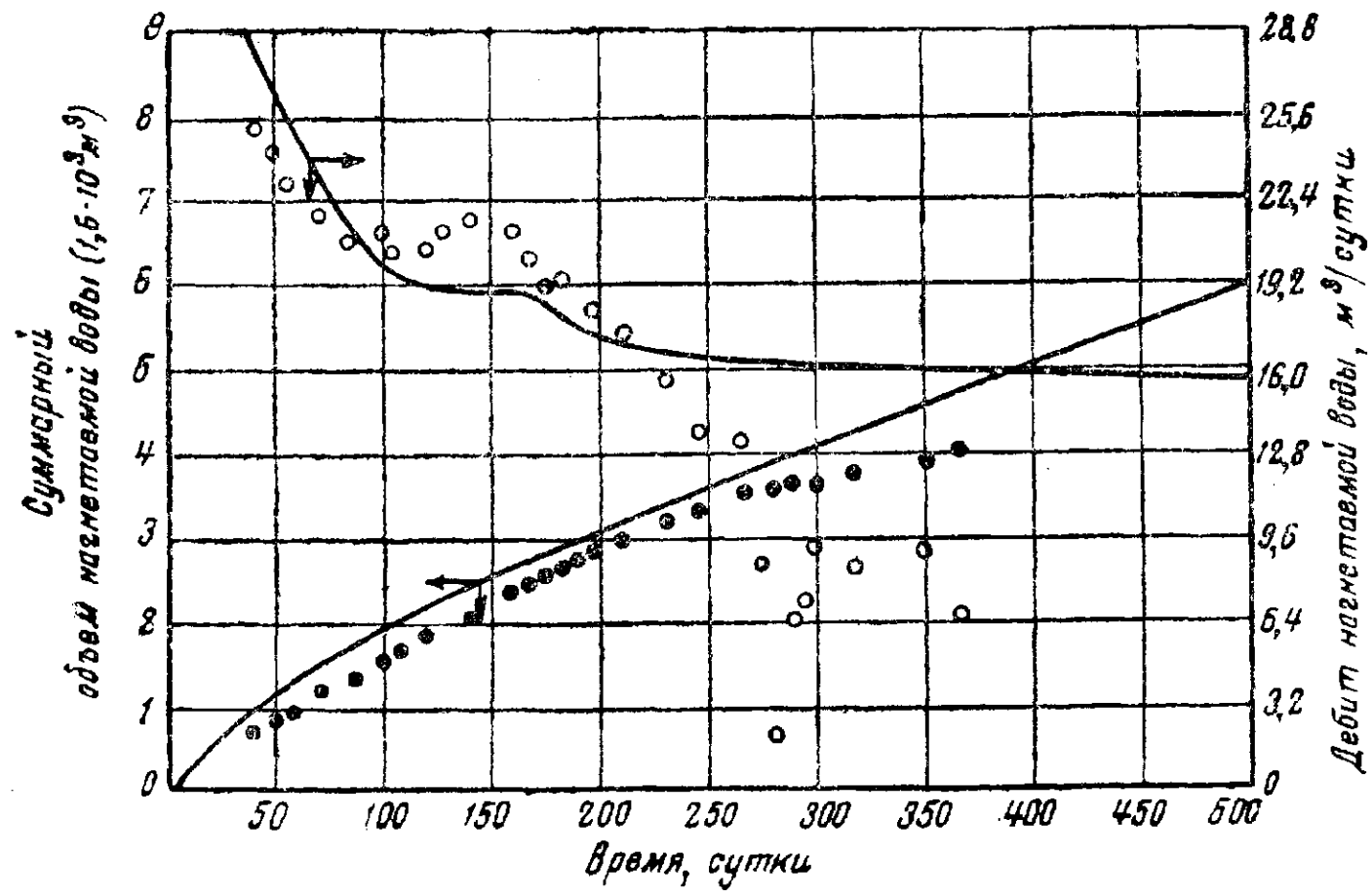
* Принимается, что все зоны однородны и одинаково истощены. На практике же пласты могут быть сильно слоистыми, и разница в истощении нефтенасыщения и давления отдельных зон может сильно изменить теоретические расчеты.

фиг. 173 дается построение результирующего процесса всей составной системы. Из фиг. 173 видно, что переходные области процесса нагнетания в отдельных зонах на полученных кривых не так отчетливо выражены, как на фиг. 172.



Фиг. 173. Расчетные кривые общего процесса нагнетания воды в трехслойный продуктивный пласт, индивидуальные кривые для которого приведены на фиг. 172.

1 — суммарный объем нагнетания; *2* — темпы нагнетания воды.



Фиг. 174. Сравнение расчетного (сплошные кривые) и фактического (кружочки и точки) нагнетания в пласт воды при пятиточечном размещении скважин.

На фиг. 174 дано построение процесса заводнения согласно расчету для пятиточечного размещения в нагнетательной водяной скважине месторождения Брэдфорд. Кривые показывают фактический и расчетный переходный этап процесса.

Пласт, принимавший воду, состоял из четырех зон, со средней проницаемостью по воздуху 0,5; 1,62; 4,01 и 9,85 миллидарси и соответствующей мощностью 3,2; 3,35; 2,67 и 0,51 *м*. Расстояние между нагнетательными водяными скважинами было 90 *м*; средняя пористость песчаника была 14%, насыщение связанной водой 36%, начальная нефтенасыщенность 30%, остаточная нефтенасыщенность после заводнения была принята 25%. Перепад давления при нагнетании составлял 125 *ат*. Определенная из графиков $\lg V \div 1/Q$ относительная проницаемость для воды составила 38,2%, а эффективный радиус скважины 5,6 *м*. Темпы нагнетания воды сильно понизились против расчетных через 200 дней закачки, очевидно, вследствие закупорки призабойной зоны. Однако из фиг. 174 видно достаточно полное согласие между фактическим состоянием и расчетными показателями, что подтверждает в целом справедливость физической стороны рассмотренной теории. В основном добыча нефти получается в течение переходных периодов между неустановившимся состоянием радиального распространения воды и стационарным течением после заполнения водой порового пространства.

В многослойных пластах, представленных вертикальным изменением проницаемости по разрезу, добыча нефти будет непрерывно нарастать, а затем медленно падать, пока в наименее проницаемом слое не разовьется установившееся течение, хотя в отдельных зонах период времени, в течение которого происходит вытеснение нефти, сильно ограничен. Динамическая характеристика течения воды и нефти на переходном этапе весьма сложна благодаря интерференции нагнетательных скважин и конечному превращению нефтяных оторочек в языки, идущие к эксплуатационным скважинам. Поэтому дать точное описание последнего процесса не представляется возможным.

В естественных условиях при заводнении нефтяных пластов размещение скважин часто определяется существующей сеткой пробуренных скважин. Однако интересно сравнить преимущества различных схем размещения, исходя из теоретических соображений. При линейных системах прямоугольной и шахматной сетками скважин продуктивная площадь, приходящаяся на одну скважину, составит da, или $da/2$ на нагнетательную скважину и $da/2$ на эксплуатационную скважину. Плотность скважин при пятиточечном размещении составляет: одна скважина на d^2 *м*^{2} или $d^2/2$ *м*^{2} на нагнетательную скважину и столько же на эксплуатационную скважину. При нормальном семиточечном размещении с нагнетанием воды по периферии площадь на скважину будет $\sqrt{3}\,\frac{d^2}{2}$, здесь d — расстояние между нагнетательной и эксплуатационной скважинами. Площадь на эксплуатационную скважину составит $3\sqrt{3}\,\frac{d^2}{2}$, а на нагнетательную $3\sqrt{3}\,\frac{d^2}{4}$. При семиточечном размещении с централь-

ной нагнетательной скважиной (четырехточечная система) общая плотность скважин аналогична нормальному семиточечному размещению скважин. Однако площадь, приходящаяся на нагнетательную скважину, будет $3\sqrt{3}\,\frac{d^2}{2}$ м², а на эксплуатационную скважину $\sqrt{3}\,\frac{d^2}{4}$ м². Таким образом, для обычного уплотнения скважин на участке имеем

$$da = d_5^2 = \frac{\sqrt{3}}{2}\,d_7^2, \qquad (10)$$

где индексы 5, 7 относятся к пяти- и семиточечным системам.

В табл. 24 даются безразмерные характеристики четырех основных систем размещения скважин при $d_5/r_c = 1000$ и $d = a$ для линейной системы.

Таблица 24

Сравнение различных сеток размещения скважин при заводнении

Размещение скважин	Радиальное распространение нагнетаемого объема, $10^{-5}\overline{V}_i$	Темп нагнетания на скважину при V_i, $10^2\,\overline{Q}_i$	Время при $\overline{V}_i$, $10^{-6}\overline{t}_i$	Нагнетаемый объем заполнения порового пространства, $10^{-5}\overline{V}f$	Темп нагнетания на скважину при $\overline{V}_f$, $10^2\,\overline{Q}_s$	Время для заполнения порового пространства, $10^{-6}\overline{t}_f$
Линейная система ($d=a$)	2,5	8,046	2,857	6,366	3,501	9,553
Пятиточечная система	3,0	7,621	6,061	6,366	3,975	8,417
Семиточечная система (нагнетание по периферии)	2,887	7,954	3,341	4,775	2,60	6,919
Семиточечная система [нагнетание в центре (четырехточечная система)] .	8,660	7,315	10,974	9,549	5,20	12,345

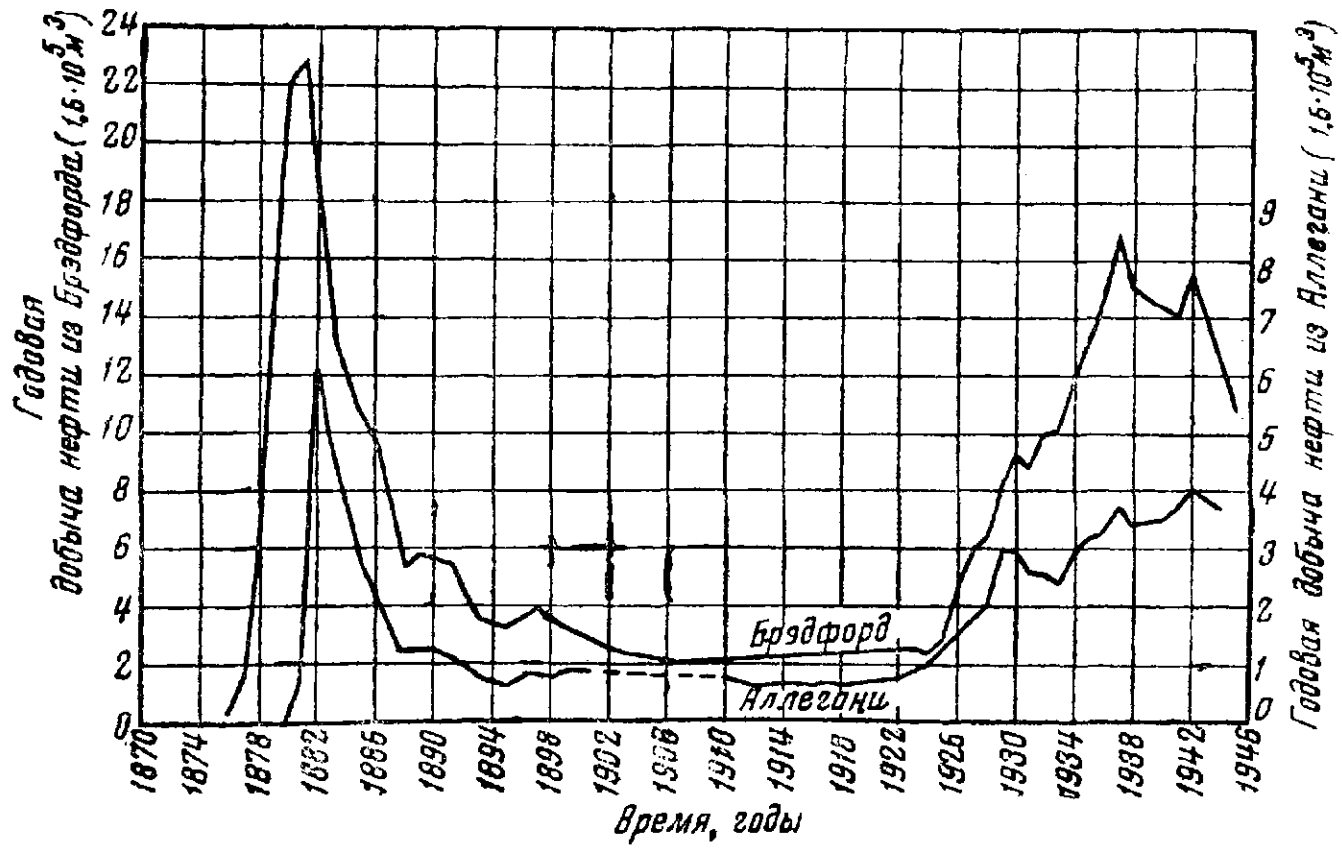
Из табл. 24 видно, что нагнетаемый объем воды является наименьшим при радиальном распространении для квадратной сетки при линейной системе и наибольшим для четырехточечной системы. Время, необходимое для развития интерференции, располагается в том же порядке величин, что и нагнетаемые объемы, а соответствующие темпы нагнетания имеют обратный порядок. Объемы заполнения порового пространства пропорциональны площади, затопляемой на каждую нагнетательную скважину. Темпы нагнетания при установившемся течении после за-

полнения порового пространства являются наименьшими при семиточечной системе и максимальными при четырехточечной. Тот же характер величин наблюдается и для времени заполнения водой порового пространства.

При равной плотности скважин площадь, соответствующая одной нагнетательной скважине при линейной или пятиточечной системе, будет эквивалентна $^4/_3$ нагнетательных скважин в семиточечной системе и $^2/_3$ нагнетательных скважин в четырехточечной системе.

Расход воды, проходящей через обе последние системы размещения, будет $10^2\bar{Q} = 3{,}467$ по сравнению с 3,501 и 3,975 при линейной и пятиточечной системах соответственно. Пониженное значение Q_i при семиточечной системе по сравнению с пятиточечной благоприятно влияет на задержку образования водяных языков по мере того, как наиболее проницаемые зоны пласта заполняются водой и из них отмывается нефть. Однако основным преимуществом семиточечной системы является относительно короткий срок заполнения водой порового пространства. Это связано с более высокой плотностью нагнетательных скважин при семиточечной сетке с нагнетанием воды в периферийных скважинах. Выбирая схему размещения скважин для заводнения, надо обратить особое внимание на относительную стоимость нагнетательных и эксплуатационных скважин, являющуюся важным экономическим фактором.

9.5. Промысловый опыт заводнения нефтяных пластов. На фиг. 175 приведены хронологические кривые добычи нефти для



Фиг. 175. Хронологические кривые добычи нефти из месторождений Брэдфорд и Аллегани.

месторождений Брэдфорд и Аллегани, где заводнение нефтяных пластов приняло широкие размеры и был накоплен большой

опытный материал по этому разделу технологии добычи нефти. Месторождение Брэдфорд в штате Пенсильвания было открыто в 1871 г. Оно занимает площадь 34 000 *га*; глубина продуктивных песчаников (третий брэдфордский песчаник) колеблется от 330 до 630 *м*. В процессе первичной эксплуатации при режиме «растворенного газа» здесь не было собрано никаких физико-промысловых данных. Последующее изучение кернов показало пористость песчаников 14,5%, проницаемость от 2 до 600 миллидарси, со средними значениями от 7 до 10 миллидарси. Нефтенасыщенность песчаников к началу процесса заводнения в среднем составляла 40%. Заводнение пласта начало производиться с 1921 г. Основанием к этому процессу явилось наблюдение, что с 1907 г. начался снова медленный подъем нефтеотдачи вследствие того, что во многих скважинах из-за пришедших в ветхость обсадных колонн верхняя вода стала проникать в продуктивный песчаник и способствовать вытеснению нефти. К середине 1941 г. процессом заводнения было охвачено 16 400 *га* нефтепромысловой площади, причем на одну скважину в среднем приходилось 0,4 *га*. Всего в Брэдфорде к началу 1946 г. было добыто 76 800 000 $м^3$ нефти, из них 37 600 000 $м^3$, или около 50%, было получено при помощи вторичных методов в основном путем заводнения.

Месторождение Аллегани в штате Нью-Йорк было открыто в 1879 г.; оно занимает 23 400 *га*. Месторождение приурочено к антиклинали, но добыча нефти производится из полосовидных залежей. Основным продуктивным горизонтом является песчаник Ричбург, залегающий на глубине 375 *м*. Средняя мощность продуктивного песчаника 5,4 *м*; физические свойства последнего аналогичны брэдфордским. Уд. вес нефти в Брэдфорде и Аллегани 0,814. История разработки Аллегани повторяет собой Брэдфорд. Сначала происходил бесконтрольный отбор нефти из пласта при режиме растворенного газа, затем наступило резкое падение нефтедобычи. С 1912 г. начинается снова повышение нефтеотдачи вследствие обводнения продуктивного пласта верхней водой через дефектные колонны. Промышленный процесс заводнения пластов начался с 1920 г., и в течение последующих 22 лет дебит всего месторождения возрос в семь раз. К началу 1944 г. в месторождении работало 16 650 эксплуатационных скважин, из которых 10 150 скважин было вновь пробурено в течение процесса заводнения с общим дебитом 1560 $м^3/сутки$. Число нагнетательных скважин к началу 1944 г. было 6500 на общей площади 6400—7200 *га*.

Расход воды при нагнетании в Брэдфорде и Аллегани, так же как и в большинстве восточных штатов, составляет от 0,53 до 2,64 $м^3/сутки$ на 1 *м* продуктивного песчаника. Общая добыча нефти по Аллегани к началу 1945 г. составила 18 120 000 $м^3$, из них приблизительно половина была получена при помощи заводнения. Вторая половина всей добычи месторождения была получена за 20 лет, в то время как первая половина потребовала

45 лет. Среднее уплотнение составляет 0,8—1,2 *га* на пятиточечный элемент размещения скважин.

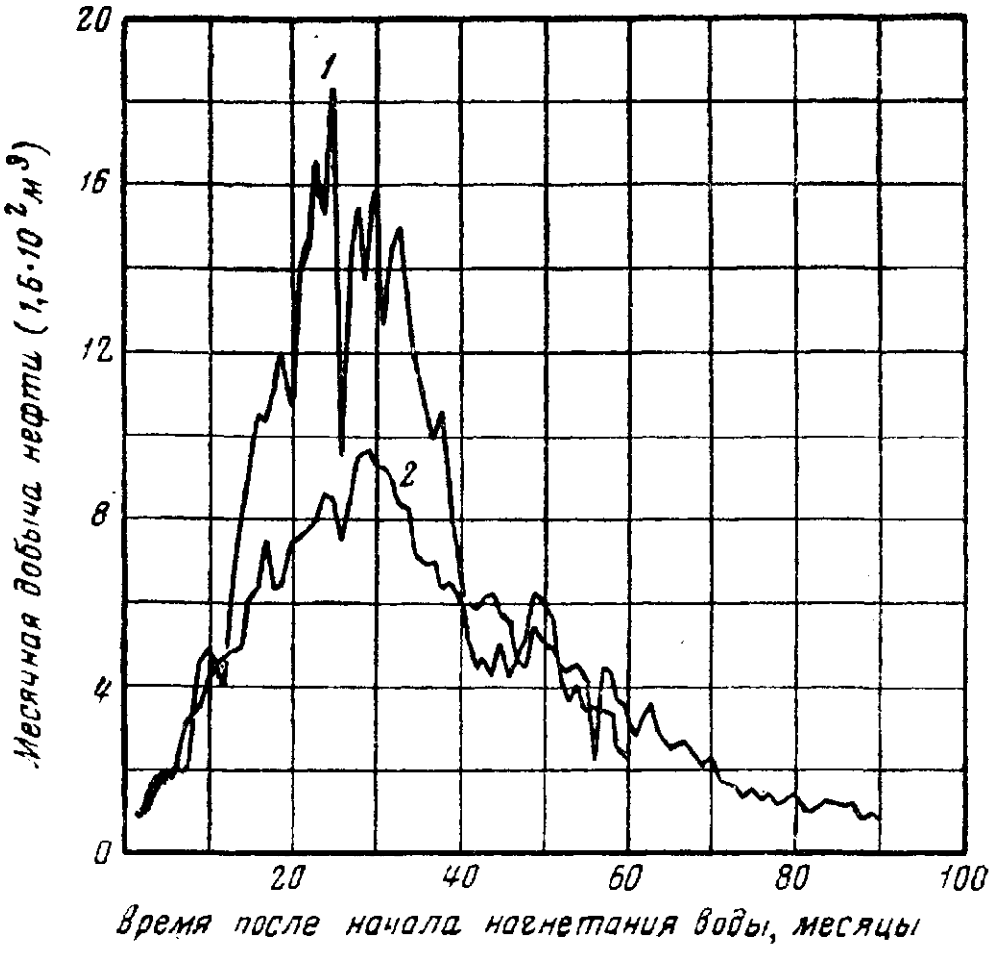
Успешные результаты от заводнения были получены в месторождении Вудсен, Техас. Эксплуатационный горизонт, приуроченный к песчанику, залегал на глубине 97—100 *м*. Месторождение было открыто в конце 1929 г. и на площади 160 *га* было пробурено 184 скважины. Первичная эксплуатация при режиме растворенного газа фактически закончилась в 1941 г., когда все оставшиеся 82 работавшие скважины давали в сутки около 4,0 $м^3$ нефти. Средняя мощность песчаника составляет 4,7 *м*; средняя пористость 26,5%; проницаемость изменяется от 137 до 620 миллидарси, со средним значением 413 миллидарси. Остаточная нефтенасыщенность в кернах была 20,5%. Столь малое значение нефтенасыщенности объясняется промывкой кернов бурильным раствором. Среднее насыщение связанной водой 54%. Уд. вес нефти 0,875. Заводнение было начато в начале 1941 г. очищенной озерной водой, а затем ее стали смешивать с добываемой пластовой водой. Был взят участок в 13 *га* и на нем применена пятиточечная система заводнения, для этого использовали 21 эксплуатационную и 19 нагнетательных скважин. Давление нагнетания на поверхности было 22—24 *ат*. Суточная добыча с участка до заводнения составляла 0,64 $м^3$. Дебит нагнетаемой воды составлял 2,64 $м^3$/*сутки* на 1 *м* мощности песчаника. Через 13 мес. заводнения суточная добыча с участка поднялась до 27,2 $м^3$. Суммарная добыча нефти за счет заводнения до 1947 г. составила 12 625 $м^3$, или 960 $м^3$ с 1 *га*, т. е. почти вдвое по сравнению с первичной добычей при режиме «растворенного газа». Общий прирост добычи нефти за счет заводнения исчисляется в 11 200 $м^3$.

Водонефтяной фактор нагнетания вначале был 100, затем упал до 10 незадолго до пиковой добычи нефти, затем он снова стал подниматься и после 5 лет заводнения достиг значения 50. Водонефтяные факторы при эксплуатации равнялись нулю до первого прорыва воды — через 11 мес. проведения процесса заводнения. Затем они поднялись до 20 и на шестой год ведения процесса колебались от 20 до 30. К 1947 г. количество закачанной воды составило 308 000 $м^3$, т. е. в 24,4 раза больше добытой нефти, или же 1,4 объема порового пространства продуктивного песчаника. В конце 1946 г. добыча нефти с участка была 1,1 $м^3$, а воды 25,6 $м^3$.

На фиг. 176 приведены хронологические кривые нефтедобычи двух процессов заводнения в месторождении Новата, Оклахома. Кривая *1* соответствует заводнению площади в 68 *га*, на которой было 77 нагнетательных водяных скважин и 73 эксплуатационных.

Процесс велся по пятиточечной схеме. Расстояние между скважинами одного профиля 100 *м*. Затопляемый пласт относится к зоне бартльсвильского песчаника мощностью 16,5 *м*. Глубина залегания пласта 150 *м*. До процесса заводнения в экс-

плуатации пласта был применен вакуум, а затем нагнетание газа. Дебит участка до начала заводнения, в середине 1937 г., составлял 2,4 *м*³/*сутки*. Через 2 мес. после начала закачки воды дебит нефти стал возрастать и через два года достиг 96 *м*³ нефти в сутки. Состав нагнетаемой воды все время менялся. Закачивали воду из ручья, из реки Вердайгри и собираемую пластовую воду. Перед нагнетанием вода подвергалась аэрации, химической обработке и фильтрованию. Давление нагнетания составляло 41 *ат*. К середине 1942 г. в пласт было закачано около 905 000 *м*³ воды. С начала заводнения было добыто около



Фиг. 176. Хронологические кривые добычи нефти для процесса нагнетания воды в пласт; месторождение Новата, Оклахома.

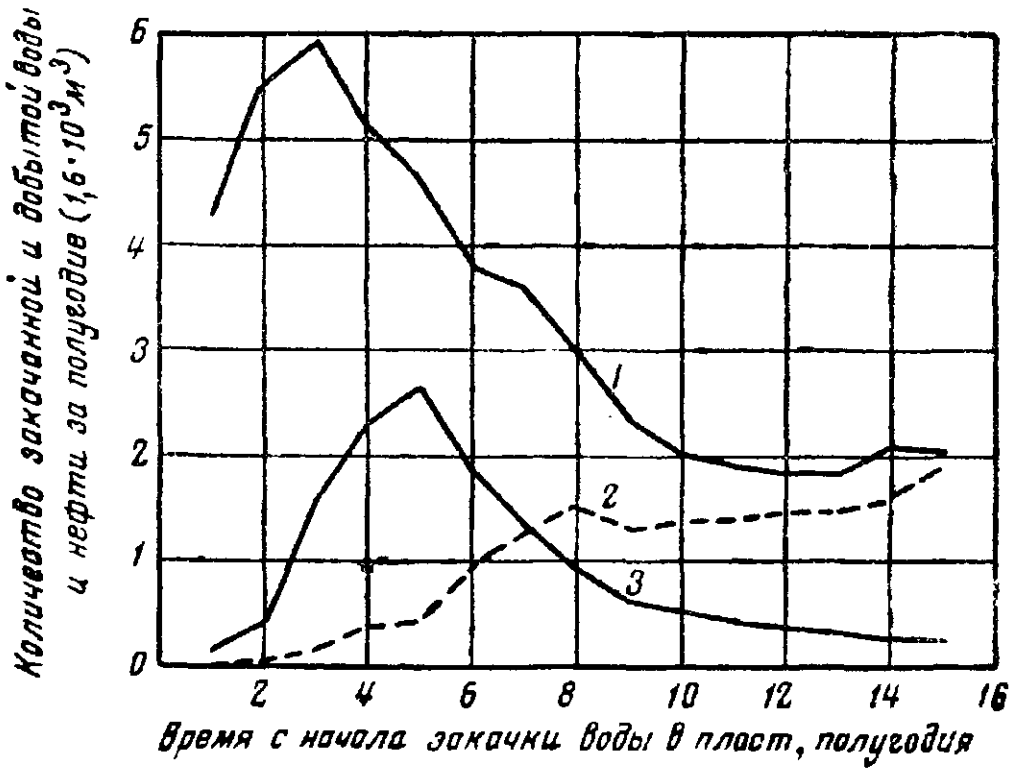
73 000 *м*³ нефти. Водонефтяной фактор нагнетания составил приблизительно 12,4. Суммарная добыча составила 1106 *м*³ с га.

Кривая *2* на фиг. 176 соответствует процессу заводнения другого участка на этом же месторождении площадью 84 *га*. Процесс выполнялся по пятиточечной схеме. Продуктивный пласт залегал на глубине 142,5 *м*; мощность песчаника 6,6 *м*. Добыча нефти с участка до проведения процесса заводнения составила 800 *м*³ с га на первичном этапе эксплуатации при режиме «растворенного газа» и 200 *м*³ с га при нагнетании воздуха и газа в пласт. В начале заводнения весь участок давал 3,2 *м*³ нефти в сутки. Заводнение было проведено с перерывом в эксплуатации. Закачка воды началась в середине 1934 г., а бурение новых эксплуатационных скважин началось только в 1935 г.

В середине 1942 г. на промысле работало 65 новых эксплуатационных и 73 новых нагнетательных скважин. Первоначально

скважины предназначались для глубиннонасосной эксплуатации, но затем 75% всех скважин было переведено на естественное фонтанирование (перелив). Пресную воду для закачки сначала брали из верхнего мелкозалегающего пласта, а затем из реки Вердайгри. Давление нагнетания было 32—41 *ат*. К середине 1942 г. добыча нефти от заводнения составила 750 $м^3$ с 1 *га*, или 63 000 $м^3$. Замеренный объем закачанной в пласт воды составил свыше 640 000 $м^3$, т. е. водонефтяной фактор нагнетания был около 10,2.

На фиг. 177 даны кривые интенсивной разработки при помощи заводнения одного участка в 10 *га* из месторождения Брэдфорд. Чистая мощность продуктивного песчаника на этом



Фиг. 177. Кривые процесса нагнетания воды в пласт на одном промысле в месторождении Брэдфорд.

1 — количество закачанной воды; *2* — количество добытой воды; *3* — добыча нефти.

участке была 10 *м*. По анализу кернов средняя пористость была 14%, а средняя проницаемость 6,45 миллидарси. Процесс заводнения шел по пятиточечной схеме. Расстояние между нагнетательными скважинами составило 64 *м*. Давление нагнетания было 102—110 *ат*. Суммарная добыча нефти через 114 мес. заводнения составила 2300 $м^3$ с 1 *га*, или 230 $м^3$ с 1 *га м*. Общий водонефтяной фактор нагнетания составил 4,3, а средний водонефтяной фактор при эксплуатации 1,5. Общий объем закачанной воды через 90 мес. нагнетания был свыше 8000 $м^3/га$. Из фиг. 177 видно, что через $5^1/_2$ лет добываемый дебит жидкости стал равен нагнетаемому. Добыча нефти за этот период составила 92% к соответствующей величине за $7^1/_2$ лет. Суммарная добыча за $7^1/_2$ лет составила 15% порового пространства затопленной части пласта.

9.6. Практическая сторона и условия применения заводнения. Основным условием успешности проведения заводнения нефтяных пластов является наличие в недрах достаточного запаса извлекаемой нефти. Это означает, что средняя нефтенасыщенность продуктивного пласта перед началом заводнения, сохранившаяся в нем после всех предыдущих методов эксплуатации, должна быть значительно выше по сравнению с ожидаемым эффектом от заводнения.

Применение вторичной эксплуатации при помощи заводнения не пригодно для пластов с водонапорным режимом, так как, очевидно, нет особой разницы между вытеснением нефти искусственной закачкой воды в пласт или путем естественной отмывки наступающими краевыми водами [1]. Нефтяные пласты, где основным механизмом вытеснения нефти является гравитационное дренирование, содержат мало остаточной нефти, возможной к отмывке при закачке воды в пласт. Наилучшими объектами для успешного заводнения являются пласты, истощенные при режиме растворенного газа и с умеренным содержанием связанной воды, которые, как это можно ожидать заранее, содержат большое количество остаточной нефти. Однако эти пласты могут оказаться непригодными для заводнения, если в них произошло почему-либо случайное обводнение продуктивного горизонта в целом водой через дефектные колонны эксплуатационных скважин, а также благодаря прорыву блуждающих вод. Если содержание связанной воды в пласте составляет 50% и выше, то остаточная нефтенасыщенность породы после работы будет такой же, как и после вытеснения водой. Поэтому такие объекты непригодны для закачки воды в пласт. Заводнение нефтяных пластов с остаточной нефтенасыщенностью 25% будет рискованным предприятием. В большинстве нефтедобывающих районов успешность процесса возможна только при остаточном нефтенасыщении свыше 35% [2].

Другим физическим фактором успешной закачки воды в пласт является равномерная однородность продуктивного коллектора. Однако труднее установить лимиты однородности пласта, чем необходимую величину остаточной нефтенасыщенности. Когда порода коллектора содержит, например, зону ограниченной мощности с проницаемостью в 25 раз выше соответствующих значений в остальной части пласта, то в ней быстро разовьются каналы и обходные течения. Если только эту зону не удастся

---

[1] Имеются доказательства, что остаточная нефтенасыщенность, сохраняющаяся в пласте после затопления водой, ниже при частичном насыщении пласта газом по сравнению с условиями, когда вода вытесняет нефть из полностью насыщенной породы.

[2] Для проектов заводнения пластов в Калифорнии условием успешности процесса считается остаточная нефтенасыщенность не менее 55%. В Брэдфорде остаточная нефтенасыщенность, требуемая к началу заводнения, составляет 460—530 *м³/га м;* для бартльсвильского песчаника в Оклахоме—800—930 *м³/га м.*

обнаружить и изолировать, то средние водонефтяные факторы возрастут, и процесс закачки воды станет экономически невыгодным. Каналы в пластах, связанные с различием проницаемости, усиливаются благодаря низкому давлению истощения, которое обычно наблюдается в высокопроницаемых зонах.

Кроме того, эти зоны содержат меньше остаточной нефти, чем плотные слои породы, и их заводнение может привести к относительно небольшой суммарной добыче нефти по сравнению с заводнением более насыщенных частей продуктивного горизонта.

Площадное распространение и однородность заводняемого пласта являются необходимыми условиями успешности процесса. В полосовидных коллекторах фронт нагнетаемой воды может получить неправильные геометрические формы, в результате чего эффективность процесса будет малой и перемещение нефти к забою эксплуатационных скважин под действием нагнетаемой воды будет случайным.

В осуществляемых проектах заводнения неглубоко залегающих нефтяных пластов с близким расположением скважин увеличение добычи нефти, связанное с закачкой воды, обычно происходит через 2—6 мес. после начала процесса. Время на весь процесс в различных проектах зависит, очевидно, от расстояния между скважинами, темпов нагнетания воды, пористости заполнения водой и однородности коллектора. Обычно проектами предусматривается 10-летний срок разработки при помощи закачки воды. Суммарный водонефтяной фактор нагнетания в большинстве успешно выполненных проектов лежал в интервале 8—20. Большая часть добытой нефти была получена при закачке 3—5 объемов порового пространства продуктивного коллектора. На практике чаще всего применяется пятиточечное размещение скважин.

Теоретическая разница, получающаяся для различных идеальных сеток размещения скважин, обычно не исключает возможности применения сетки скважин, сохранившейся от первичной разработки месторождения. Некоторые промышленники считают нежелательным перевод старых эксплуатационных скважин в нагнетательные, а другие не видят в этом ничего предосудительного. Отсутствует доказательство, что расстояние между скважинами является важным фактором при установлении эффективности процесса заводнения. Интервал времени для суммарной добычи нефти при данном дебите нагнетания пропорционален квадрату расстояния между скважинами. Средняя величина абсолютной проницаемости [1] является фактором, который необходим скорее для экономической оценки проекта или расстояния

---

[1] Практическое значение имеет не проницаемость по воздуху, а **эффективная** проницаемость для воды и нефти.

между скважинами, чем для подсчета суммарной добычи нефти или эффективности процесса.

Отсутствуют также доказательства, что определенные значения проницаемости обладают особыми преимуществами при осуществлении заводнения. Однако в малопроницаемых породах при прочих равных условиях необходимо применять высокие давления нагнетания и близкие расстояния между скважинами для сокращения срока разработки.

Из промыслового опыта известно, что заводнение неэффективно при вязкости пластовой нефти свыше 20—25 сантипуаз. При этом требуются высокие водонефтяные факторы на протяжении длительного периода. Как только произойдет прорыв воды в наиболее проницаемых зонах, то при высокой вязкости нефти вытеснение ее из менее проницаемых слоев пласта замедлится и начнут сильно возрастать водонефтяные факторы. При крайне высокой вязкости пластовой нефти эффективность микроскопического вытеснения ее водой также может сильно снизиться, и вода может пройти сквозь нефть отдельными ходами, как через несмачивающую фазу, сохраняя в пласте высокую остаточную нефтенасыщенность. Для нефтей, имеющих умеренную вязкость, сомнительно, чтобы эффективность вымывания нефти водой находилась в какой-либо зависимости от вязкости. Исследования по вытеснению нефти из кернов песчаника показывают одинаковую остаточную нефтенасыщенность в интервале вязкостей нефти от 6 до 20 сантипуаз и только для нефти с вязкостью 49,3 сантипуаз остаточная нефтенасыщенность резко увеличилась. Другие опыты показали, что изменение суммарной добычи при заводнении невелико, пока отношение вязкости нефти к вязкости воды не выше 10.

При осуществлении заводнения в восточных штатах особое внимание было обращено на достижение максимальных темпов нагнетания воды. Давления при нагнетании поддерживались на возможно высоком уровне, лишь бы не получить трещин в кровле продуктивного пласта (0,16—0,29 *ат* на 1 *пог. м* глубины скважины) и избежать прорыва воды по пласту. Основной целью создания высоких давлений нагнетания и нагнетаемых дебитов является сокращение срока разработки. Однако в этом вопросе нет единого мнения, особенно в отношении влияния количества закачиваемой воды на суммарную нефтеотдачу. Опыт Мидконтинента показывает, что малые значения дебитов нагнетания приводят к высокоэффективной нефтеотдаче. Опыт проведения заводнения в Пенсильвании утверждает обратное положение. Исследование кернов песчаников, взятых из пластов в Мидконтиненте, показывает, что низкие скорости при вытеснении нефти водой приводят к высокой суммарной нефтеотдаче. Однако исследования по вытеснению водой в длинных кернах из песчаника Венанго 2 в Пенсильвании не показали зависимости между градиентами давления и остаточной нефтенасыщенностью кернов. Опыты с кернами из песчаника Венанго 1 показали рост

суммарной нефтеотдачи с увеличением градиентов давления. Полученное расхождение связано, быть может, с различными свойствами породы и жидкостей в проведенных экспериментах. Однако с физической стороны неясно, почему следует ожидать резко выраженной зависимости суммарной нефтеотдачи от скорости вытеснения, если только величина градиентов давления не тождественна давлению сдвига для выталкивания разрозненных скоплений нефти, которые могут локализоваться в отдельных частях породы.

Для практических целей дебиты и давления нагнетания определяются, повидимому, только экономическими факторами в пределах давления прорыва воды в пласте.

Промысловый опыт показывает, что при скоростях перемещения водонефтяного контакта 18—20 *м/мес* изменение суммарной нефтеотдачи отсутствует.

Экономические же факторы определяют — производить ли добычу нефти из эксплуатационных скважин при заводнении глубинными насосами или переливом.

Заводнение месторождения с одновременной консервацией эксплуатационных скважин или с задержкой бурения новых до момента, когда нагнетательные скважины примут достаточное количество воды для заполнения дренированного порового пространства, исходит из довольно разумных предпосылок: установить равновесное поступление воды одновременно в плотные и хорошо проницаемые пласты до прорыва воды в пласте. При этом в ряде случаев были получены повышенные суммарные нефтеотдачи по сравнению с обычным процессом заводнения.

Для успешности заводнения с временной консервацией эксплуатационных скважин необходимо наличие прослоев глин или соответствующих барьеров в продуктивном разрезе, т. е. отсутствие сообщаемости отдельных пластов по вертикали. В противном случае нагнетаемая вода проникает сперва в наиболее проницаемую зону, а затем станет перетекать в более плотные породы впереди продвигающегося фронта нефть — вода. В результате в пласте останутся островки нефти и их перемещение к забоям скважин будет сопровождаться большими водонефтяными факторами. При осуществлении процесса заводнения необходимо обратить особое внимание на обработку и свойства нагнетаемой воды для предупреждения коррозии, закупорки призабойной зоны и получения максимальной приемистости нагнетательных скважин.

Предупреждение коррозии осуществляется поддержанием высокого pH нагнетаемой воды. Для этого вода обрабатывается известью, глауберовой солью и т. д. Для уменьшения закупорки призабойной зоны применяется аэрация нагнетаемой воды, добавка бактерицидов и фильтрация. В Брэдфорде с успехом применялась закачка подкисленной воды для увеличения приемистости нагнетательных скважин.

Изучение взаимодействия частиц глин в песчаниках с водой и влияние его на проницаемость приводит к выводу о преимуществе закачки минерализованной воды и вод с низким pH в пласты, сложенные глинистыми песками, для получения высокой приемистости нагнетательных скважин. Лабораторные опыты, получившие затем подтверждение на промыслах Брэдфорда, показали, что приемистость скважин резко возросла при переводе закачки с пресной воды на минерализованную. Однако в известняках и кварцевых песчаниках применение пресной воды дает удовлетворительные результаты.

За последние годы особое внимание было обращено на решение проблемы уменьшения неблагоприятного влияния послойного изменения проницаемости на закачку воды. Универсального средства получить не удалось, но отдельные способы имели успех, будучи применены в благоприятных условиях. Стали широко применять избирательное торпедирование, при котором взрывчатка концентрируется против плотных слоев продуктивного пласта, для выравнивания приемистости в них с более проницаемыми участками разреза. Был внедрен также химический тампонаж и получены успешные результаты с избирательным тампонажем высокопроницаемых участков разреза в водяных нагнетательных скважинах при помощи стабилизированных смоляных эмульсий.

Еще на раннем этапе развития техники заводнения подыскивались средства для повышения эффективности микровытеснения нефти при отмывке ее водой. Предполагали, что после добавки соответствующих реагентов к воде последняя будет обладать лучшими моющими свойствами, чем необработанная вода. Первоначально добавляли к воде кальцинированную соду, но промышленные результаты были неутешительны, тем более что применение щелочей вызывало разбухание глин и закупорку пласта. Сравнительно недавно стали проводиться лабораторные испытания с поверхностно активными веществами и некоторыми нейтральными веществами. Среди различных испытанных добавок нефтерастворимые смачивающие вещества и водорастворимые поверхностно неактивные реагенты не показали роста суммарной нефтеотдачи при заводнении. Нагнетание в керны впереди воды некоторых активных газов показывает небольшое уменьшение остаточной нефтенасыщенности, но недостаточное с точки зрения практического значения.

Значительное увеличение суммарной нефтеотдачи показали только водорастворимые поверхностно активные вещества. Однако эти добавки очень сильно адсорбируются породами. Стоимость смачивателей для компенсации потерь на адсорбцию превосходит стоимость дополнительной нефтедобычи.

Если даже проблема адсорбции поверхностно активных веществ и будет как-нибудь решена, все же сомнительно, чтобы добавки к нагнетаемой воде с целью повышения эффективности вытеснения нефти получили применение. Дело в том, что, как

показывают лабораторные и промысловые наблюдения, вслед за нефтяной оторочкой в пласте движется не нагнетаемая, а связанная вода. Действие добавок к нагнетаемой воде ограничивается областью вытеснения пленочной нефти при условии, что подвижность нефти не будет окончательно уничтожена на первом этапе заводнения нефтяного пласта. Давление сдвига для смещения непрерывной нефтяной фазы в пласте при понижении поверхностного натяжения на границе вода — нефть уменьшается, но такой процесс обычно связан с высоким водонефтяным фактором. До сих пор еще практически не обосновано применение поверхностно активных веществ.

Для получения успешных результатов от применения заводнения необходимо обратить особое внимание на непрерывность пласта и его однородность, а также на наличие относительно высокого нефтенасыщения. Определение непрерывности и однородности пласта производится на основании анализа кернов, кароттажных диаграмм, геологических исследований и изучения режима различных скважин на первичном этапе разработки месторождения.

Исследование материала по скважинам является наиболее трудной задачей. Даже при бурении новых скважин в заводняемом месторождении и взятии из них кернов для получения данных по нефтенасыщенности анализ последних дает весьма сомнительные результаты благодаря проникновению в породу керна фильтрата из глинистого раствора.

Был предложен метод подсчета остаточной нефтенасыщенности, исходя из отобранной суммарной добычи нефти. Если последнюю обозначить через P, а остаточную нефтенасыщенность через $\varrho_{н\,г}$, связь между ними определится из выражения

$$\varrho_{н\,г} = \beta_f \left(\frac{1 - \varrho_в}{\beta_i} - \frac{P}{Ahf} \right), \qquad (1)$$

где β_f — коэффициент объемного расширения пластовой нефти при истощении пласта, т. е. к началу закачки воды; β_i — начальный коэффициент объемного расширения; $\varrho_в$ — насыщение связанной водой; A — продуктивная площадь; h — чистая мощность продуктивного горизонта; f — пористость. Насыщение связанной водой определяется из анализа кернов, взятых при бурении нефтью, или же на основании капиллярного метода. Уравнение (1) дает только среднюю остаточную нефтенасыщенность, но в то же самое время является мерилом общего содержания запаса нефти, оставшегося в пласте.

Разумеется, в большинстве ныне истощенных месторождений различные параметры, входящие в уравнение (1), за исключением величины добытой нефти и размеров продуктивной площади, отсутствуют.

Для получения этих данных надо бурить оценочные скважины, брать керны и подвергать их анализу так же, как

и образцы пластовых жидкостей. Даже если и удается установить или вычислить величину остаточной нефтенасыщенности, то конечное нефтенасыщение пласта после заводнения, или суммарная добыча в результате закачки воды в пласт, имеет весьма неопределенное значение. Последняя величина определяется часто опытным путем, где насыщенные нефтью образцы пород, имеющие связанную воду, частично или полностью заводняются на лабораторных установках, а затем подвергаются анализу на нефте- и водонасыщенность. Если опытные образцы действительно воспроизводят породу пласта, а опыты не осложняются концевыми эффектами, то полученные результаты могут иметь значение. Часто принимают остаточную нефтенасыщенность в 20—25% как основу для оценки эффективности процесса заводнения. Во всяком случае оценка суммарной добычи при заводнении должна быть умеренной. Эффективность процесса заводнения следует принимать не выше 50% с учетом неполного охвата продуктивной площади нагнетаемой водой и влияния послойного изменения проницаемости. Раньше, чем предпринимать процесс заводнения нефтяных пластов в широком масштабе, необходимо заранее организовать опытные пилот-установки.

По сравнению с первоначальной разработкой нефтяных пластов на режиме «растворенного газа» закачка воды может обеспечить дополнительно такой же отбор нефти (от 190 до 265 *м*^{3}/*га м*). В крайних случаях процесс заводнения может увеличивать вдвое отбор нефти по сравнению с получением ее до закачки воды. Он может быть экономически выгоден при более низких дебитах по сравнению с дебитами на первичном этапе разработки при условии низких затрат на закачку воды.

9.7. Вторичные методы добычи нефти с закачкой газа в пласт. Теоретические соображения. Закачка газа в истощенные пласты с целью повышения нефтеотдачи началась задолго до применения способа заводнения, но подвергалась она изучению в значительно меньшей степени, чем заводнение нефтяных пластов. Это связано, быть может, с более легкими условиями осуществления, меньшими капитальными затратами, а также отсутствием риска при закачке газа в случае неудачи по сравнению с закачкой в пласт воды. Только за последнее время были начаты лабораторные и теоретические исследования для получения хотя бы полуколичественного описания реакции истощенных пластов на закачку в них газа. Рассмотрим теорию нагнетания газа, выводы которой в отдельных случаях сравнивались с промысловыми наблюдениями. Эта теория содержит формальное описание сопоставления режима истощенных пластов при закачке в них газа с физическими основами течения жидкости в пористой среде. Следует отметить, что теория дает приблизительный разбор проблемы и относится только к этапу убываю-

щей нефтеотдачи после начального подъема и прохождения пика нефтедобычи.

Если порода продуктивного коллектора истощена (при режиме растворенного газа) до начала процесса закачки газа и насыщение свободным газом в ней стало непрерывным, нет оснований считать, что впереди нагнетаемого газа создается нефтяной вал (оторочка), аналогичный создающемуся при нагнетании воды [1].

Несомненно, нефтенасыщенность сильнее всего уменьшится вблизи нагнетательных скважин. Однако расширение свободного газа с приближением к забоям эксплуатационных скважин будет стремиться ограничить здесь рост нефтенасыщенности пласта. В связи с первоначальным прохождением газа по пласту к эксплуатационным скважинам в пласте возникнет неустановившееся состояние роста нефтеотдачи. Однако получить количественное описание этого этапа решения задачи и распределения переменной нефтенасыщенности крайне затруднительно. Для описания же общего режима систем с нагнетанием газа после прохождения пика нефтедобычи достаточно принять однообразие нефтенасыщенности по пласту. Кроме того, пласт рассматривается в этом случае полностью освобожденным от газа, находившегося в растворе. Поэтому, пренебрегая добычей газа из пласта [2], считают, что вся добыча нефти получается за счет вымывания или выноса ее нагнетаемым газом.

Исходя из ряда допущений и применяя характеристики «проницаемость — насыщение» пористой среды, можно установить зависимость между снижением нефтенасыщенности и суммарным объемом нагнетаемого газа. Большинство последних данных показывает, что после того, как в пласте установилось насыщение свободным газом порядка 20—25%, отношение проницаемостей по газу и нефти $k_г/k_н$ изменяется приближенно экспоненциально с нефтенасыщенностью $\varrho_н$ [уравнение 7.11(2)], т. е.

$$\frac{k_г}{k_н} = e^{a-b\varrho_н}; \quad b\varrho_н = a - \lg \frac{k_г}{k_н}. \qquad (1)$$

Если пренебречь растворенным газом, то

$$\frac{k_г}{k_н} = \frac{\mu_г}{\gamma \mu_н \beta_н} \frac{Q_г}{Q_н}, \qquad (2)$$

где $\mu_г$, γ — вязкость и относительная плотность нагнетаемого газа; $\mu_н$, $\beta_н$ — вязкость и коэффициент пластового объема

---

[1] Нефтяная оторочка не образуется и при поддержании давления с нагнетанием газа, хотя такое явление и наблюдалось в одном из проектов. Это явление можно наблюдать в лабораторных опытах, когда вытеснение нефти контролируется полностью капиллярными силами.

[2] Это допущение, очевидно, неприемлемо, если получаемый дебит газа выше магнетаемого.

нефти; $Q_н$, $Q_г$ — местные объемные расходы нефти и газа. Если пренебречь также изменением давления в системе, можно принять постоянным $\mu_г/\gamma\mu_н\beta_н$. Более того, если допустить мгновенность установившегося состояния течения, которое лежит в основе анализа, то $Q_н$ и $Q_г$ можно рассматривать пропорциональными или равными проходящим соответственно объемам нефти и газа. Отсюда следует

$$b\frac{dQ_н}{dt} = -\frac{b\beta_н}{Ahf}Q_н = \frac{1}{Q_н}\frac{dQ_н}{dt} - \frac{1}{Q_г}\frac{dQ_г}{dt}, \qquad (3)$$

где A — площадь, охваченная нагнетанием газа; h — мощность продуктивного горизонта; f — пористость. Интеграл уравнения (3) будет

$$\left.\begin{aligned} Q_н &= \frac{Ahf}{b\beta_н}\frac{d\lg V}{dt} = \frac{AhfQ_г}{b\beta_н V} \\ \text{где}\quad V &= \int_0^t Q_г dt + V_i \end{aligned}\right\} \qquad (4)$$

Последнее выражение дает объем нагнетаемого газа, или количество последнего, прошедшее через пласт, плюс эквивалентное количество V_i, соответствующее начальному дебиту нефти ($t = 0$). Суммарная добыча нефти Q в пределах V_1 и V_2 при t_1 и t_2 определяется из

$$\bar{Q} = \frac{Ahf}{b\beta_н}\lg\frac{V_2}{V_i}. \qquad (5)$$

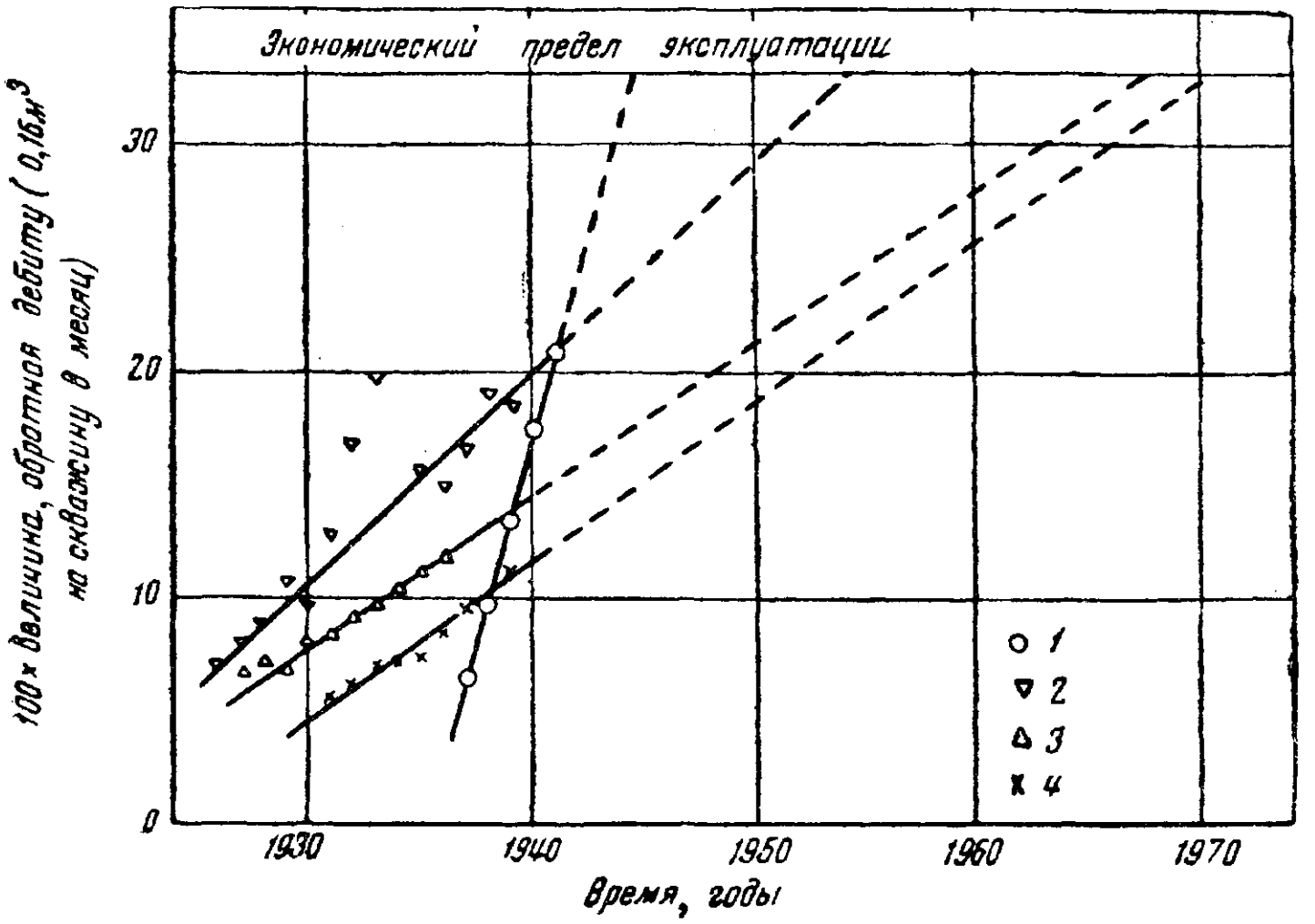
Если количество нагнетаемого газа $Q_г$ постоянно, то уравнение (4) дает для дебита нефти изменение во времени:

$$Q_н = \frac{Ahf}{b\beta_н(t + V_i/Q_г)}. \qquad (6)$$

Отсюда дебит нефти изменяется обратно пропорционально времени нагнетания и общему закачанному объему газа.

Уравнение (6) нельзя рассматривать имеющим универсальное значение вследствие многочисленных допущений, принятых при его выводе. Однако интересно заметить, что динамика нефтедобычи по некоторым выполненным проектам закачки газа в пласт находилась в согласии с уравнением (6). На фиг. 178 приведено несколько примеров линейной зависимости между временем закачки газа и величиной, обратной дебиту, согласно уравнению (6), где видно, что полученные данные сохраняют линейную зависимость, за исключением участка V, на котором в 1931—1934 гг. уменьшили количество закачиваемого газа, благодаря чему произошло отклонение точек, соответствующих дебитам отбора. Верхняя горизонтальная линия на фиг. 178 соответствует предельному текущему дебиту — 16 *л/сутки.*

Если установлен нижний предел экономически выгодной нефтедобычи, то, пользуясь указанной методикой, можно определить продолжительность разработки участка при помощи нагнетания газа. Уравнение (6) и график на фиг. 178 охватывают этап снижения нефтеотдачи после того, как прошло неустановившееся состояние подъема добычи нефти, непосредственно возникающее в начале успешного процесса закачки газа в пласт. Наклон прямых линий, отражающих падение нефтедобычи, аналогично графику фиг. 178 дает значение $b\beta_н/Ahf$. Так как все



Фиг. 178. График зависимости величин, обратных дебиту нефти, от времени для нескольких участков на площади Тайтусвилл-Ойлсити, где производилось нагнетание газа в пласт.

1 — участок *I*; *2* — участок *V*; *3* — участок *VII*; *4* — участок *IX*.

факторы в последнем отношении, за исключением b, можно определить из физических данных рассматриваемого пласта, то величина b определяется из наклона [1] линий графика. Для промыслов, рассмотренных на фиг. 178, а также для промысла *M* получены следующие значения b: *I* — 166,7; *V* — 90,1; *VII* — 42,6; *IX* — 40,8; *M* — 55,2. Рост значений b означает более резкий подъем отношения проницаемостей по газу и нефти и менее эффективное вытеснение последней из пористой среды при нагнетании газа.

В параграфе 7.11 было указано, что значения b, полученные из промысловых наблюдений над первичным этапом разработки

---

[1] Если объем газа, проходящего через пласт, $Q_г$ представлен переменной величиной, то для определения значения b удобнее применить уравнение (5).

нефтяных пластов при режиме растворенного газа и лабораторных исследований зависимости «проницаемость — насыщение» над сцементированными песками, изменяются в пределах от 15 до 30. Большие значения b, получающиеся из фиг. 178, частично характеризуют разницу в природе нефтяных коллекторов, куда нагнетается газ, а частично освещают подземные резервуары с режимом растворенного газа. Однако они показывают пониженную эффективность процесса закачки газа. Послойное изменение проницаемости и неоднородность нефтяного пласта гораздо сильнее ухудшают эффективность нефтеотдачи при закачке газа по сравнению с механизмом вытеснения нефти при режиме растворенного газа, контролирующим период естественного истощения пласта. Опыты с вытеснением нефти газом из длинных образцов песчаника Венанго, где изменение проницаемости не было так резко выражено, как в естественных условиях, дают низкий предел значений b, соответствующих истощению нефтенасыщенности, в связи с непрерывным прохождением газа, а именно 21,9—39,7, в зависимости от изменения градиента давления.

Если коэффициент b установлен, то изменение нефтенасыщенности $\Delta\varrho_н$, соответствующее любому интервалу времени, в течение которого дебит нефти падает от Q_1 до Q_2, можно легко рассчитать для постоянного темпа нагнетания.

Из уравнений (1) и (2) следует, что

$$\Delta\varrho_н = \frac{1}{b} \lg \frac{Q_1}{Q_2} . \qquad (7)$$

Очевидно, соответствующая суммарная нефтедобыча будет $\frac{Ahf\Delta\varrho_н}{\beta_н}$. Результаты подсчета снижения нефтенасыщенности и суммарной нефтеотдачи по сравнению с фактической нефтедобычей для промыслов, описанных на фиг. 178, приведены в табл. 25.

Таблица 25

Суммарная нефтеотдача при закачке газа в пласт

Промысел	Подсчитанная суммарная нефтеотдача в 10^3 $м^3$	Фактическая суммарная нефтеотдача в 10^3 $м^3$	Уменьшение процента нефтенасыщенности пласта	Период нагнетания газа в пласт годы
I	1,8	1,84	0,81	1936—1940
V	—	23,4	1,64	1915—1940
VII	18,8	18,3	2,43	1926—1940
IX	8,5	8,4	2,33	1930—1940
M	7,8	7,6	1,68	1933—1945

Из табл. 25 видно, что снижение нефтенасыщенности, соответствующее суммарным отборам нефти, не превосходит 2,5%,

если даже закачка газа продолжалась свыше 10 лет. Рассмотренная упрощенная теория дает также величину газонефтяного фактора при циркуляции газа через пласт. Из уравнения (4) следует, что газовый фактор

$$R=\frac{Q_г}{Q_н}=\frac{b\beta_н}{Ahf}V=\frac{R_i}{V_i}V, \tag{8}$$

где R — газонефтяной фактор, соответствующий V_i. Отсюда газонефтяной фактор будет возрастать пропорционально суммарному объему газа, нагнетаемого в пласт. Он будет увеличиваться линейно во времени, если темп нагнетания газа имеет постоянную величину. Прилагая уравнение (5), можно выразить R через суммарную добычу нефти, где

$$R=R_i e^{R_i\bar{Q}/V_i}, \tag{9}$$

из которого видно, что R возрастает экспоненциально с суммарной добычей нефти. Это же соотношение показывает снижение эффективности закачки газа по мере удлинения процесса и снижения нефтенасыщенности. Зависимость между объемом газа, закачанного в пласт, и перепадом давления, исходя из теории размещения скважин для установившегося состояния однофазного течения, будет следующая. Если $\bar{Q}_s$ является безразмерной проводимостью сетки размещения скважин при установившемся течении, то значение $Q_г$ определяется из выражения

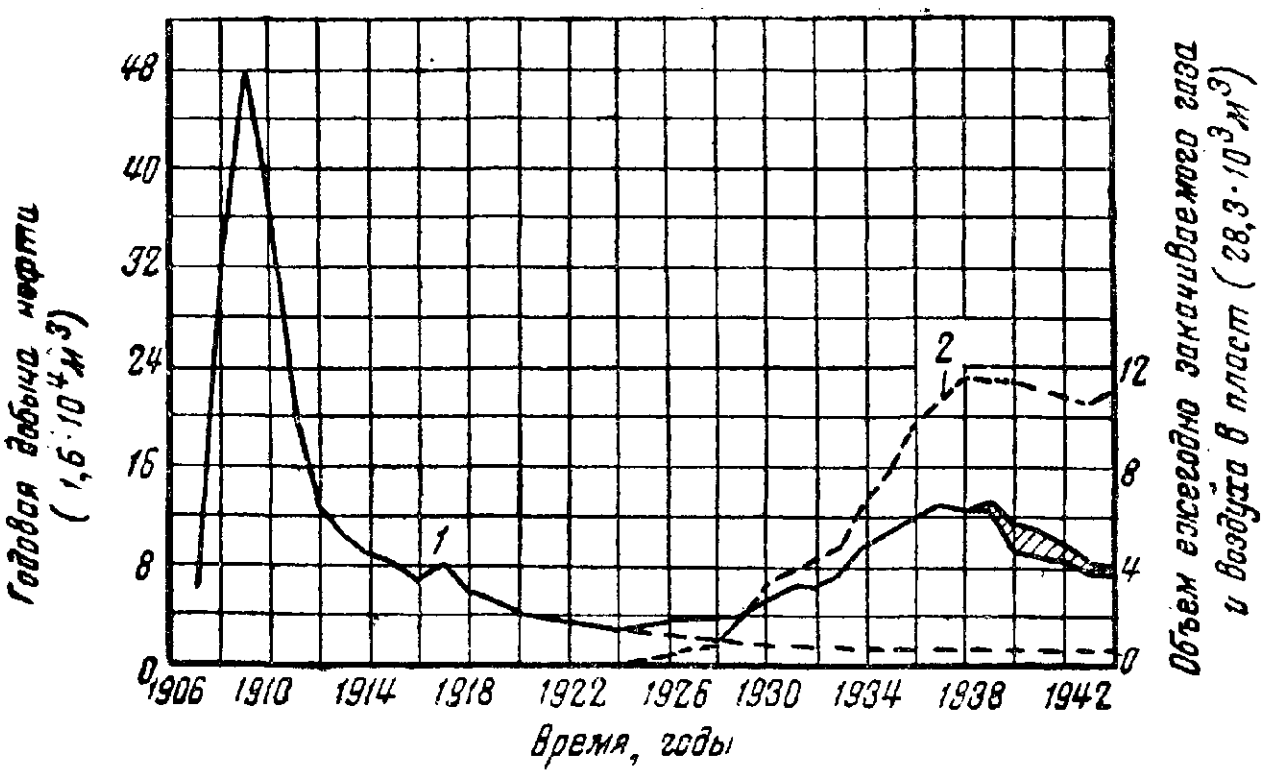
$$Q_г=\frac{2\pi k_г h\Delta p^2}{\mu_г}\bar{Q}_s, \tag{10}$$

где Δp^2 — разность квадратов давления в нагнетательной и эксплуатационной скважинах; h — мощность продуктивного горизонта; $\mu_г$ — вязкость газа; $k_г$ — текущее значение эффективной проницаемости для газа. По мере закачки газа в пласт $k_г$ возрастает, и перепад давления, необходимый для поддержания перемещения газа через пласт, уменьшается при условии, что отсутствует закупорка последнего.

Как уже говорилось, значения b, определенные лабораторным путем, меняются для различных градиентов давления. Эти значения были получены из графиков зависимости остаточной нефтенасыщенности от общего объема газа, прошедшего через пласт, и построенных на полулогарифмической бумаге. Полученные зависимости были пропорциональны на 85% значениям нефтенасыщенности. Изменения значений b от 21,9 до 39,7 соответствуют изменениям градиента давления от 0,88 *ат* на 1 *м* до 0,03 *ат* на 1 *м*. Повышенные градиенты дают рост эффективности процесса и суммарной нефтеотдачи. Более высокие градиенты давления поглощают, повидимому, влияние меньших объемов газа, проходящих через керны, благодаря более высоким средним давлениям. Оставляя в стороне практическое значение этих

наблюдений, если только признать их универсальную справедливость [1], видно, что зависимость «проницаемость — насыщение» связана с градиентами давления. Это обстоятельство, в свою очередь, означает, что относительная проницаемость для газа или жидкости определяется не только свойствами породы и насыщением ее пластовой жидкостью, но и связана с градиентами давления.

9.8. Промысловый опыт по закачке газа в пласты. Закачка газа в нефтяные пласты проводилась в гораздо большем объеме, чем закачка воды. Однако следует заметить, что было сделано очень много попыток интерпретировать полученные результаты, выражая их через основные параметры нефтяного пласта. Рассмотрим несколько выполненных проектов по закачке газа с целью показать общий характер динамики этого процесса.



Фиг. 179. Хронологические кривые добычи нефти при нагнетании газа для восточной части месторождения Делавар-Чайльдерс, Оклахома. Заштрихованный участок соответствует приросту добычи нефти от нагнетания воды в пласт.

1 — добыча нефти; *2* — нагнетание газа.

На фиг. 179 приведена хронологическая кривая нефтедобычи из восточной части месторождения Делавар-Чайльдерс в Оклахоме. Глубина залегания бартльсвильского песчаника 187—192 *м*. После достижения максимума 769 000 $м^3$ в 1909 г. добыча быстро упала. С 1913 г. начали применять вакуум-процесс, но без заметного эффекта. В 1925 г. в пласт начали закачивать воздух. К этому времени из месторождения было взято 3 680 000 $м^3$ нефти

---

[1] Недавние опыты по вытеснению нефти из длинных кернов с проницаемостью 1660 миллидарси при наличии в них связанной воды показали, что нефтеотдача при закачке газа становится более эффективной в интервале низких градиентов давления от 0,06 *ат* на 1 *м* до 0,25 *ат* на 1 *м*. Суммарная же нефтеотдача выше при высоких градиентах давления.

с площади 2620 *га*. Проницаемость породы продуктивного коллектора составляет 60—90 миллидарси, а средняя пористость 20%.

К середине 1945 г. в месторождении работало 482 нагнетательные скважины с компрессорными станциями, имевшими суточную производительность 130 000 $м^3$ воздуха и 383 000 $м^3$ газа. Давление нагнетания колебалось от 1,4 до 11 *ат*. К началу закачки воздуха суточная добыча со всей площади составляла 150 $м^3$. Закачка производилась по шахматной и пятиточечной схемам размещения скважин. К середине 1945 г. в пласт было закачано 1450 млн. $м^3$ воздуха и газа и было добыто около 2,7 млн. $м^3$ нефти, из них 2,1 млн. $м^3$ было получено исключительно за счет вторичных методов. Суммарный газовый фактор нагнетания составил около 710 $м^3/м^3$ нефти. 10% всей площади, охваченной нагнетанием газа, дало суммарную отдачу нефти (2000 $м^3/га$). Подсчитано, что нефтенасыщенность пласта уменьшилась от своего начального значения 65% при пластовых условиях до 47,6% на протяжении первичной эксплуатации, а к середине 1945 г. в результате закачки воздуха и газа в пласт — до 39,8%.

Заштрихованная площадка на фиг. 179 показывает дополнительную добычу, связанную с заводнением части месторождения. Было осуществлено четыре проекта заводнения пласта, но три из них окончились неудачей. Всего за счет заводнения было получено дополнительно 109 000 $м^3$ нефти; из них 98 500 $м^3$ было получено на участке в 38,5 *га*, где заводнение производилось с 1937 г. и где было закачано около 1 570 000 $м^3$ воды.

Успешно, но не с такими результатами, был осуществлен процесс закачки газа в месторождении Гомер в Луизиане, начатый в 1934 г. Продуктивный пласт, песчаник Накаточ, залегает на глубине 203—345 *м* ниже уровня моря и занимает площадь 523 *га*. Месторождение было открыто в 1919 г. и в 1920 г. достигло пика добычи — 3 520 000 $м^3$. Мощность продуктивной зоны 15 *м*. Песчаник известковистый, плохо сцементирован. Средняя его пористость 31%, а проницаемость 300 миллидарси. Пласт быстро истощился при режиме растворенного газа. Средняя суммарная нефтеотдача к началу 1939 г. составляла 10 000 $м^3/га$. С 1921 г. в месторождении применялся вакуум. Нагнетание газа было предпринято в 1934 г. сначала на участке площадью 72 *га*, а затем (в 1937 г.) произошло объединение всей северной части месторождения для совместной закачки газа.

К концу 1940 г. работали 23 нагнетательных и 252 эксплуатационных скважин. В сутки закачивали 15 450 $м^3$ газа. Рост суммарной добычи с начала нагнетания до конца 1940 г. составил 141 000 $м^3$. Объем нагнетаемого газа на 1 $м^3$ добытой нефти постепенно возрастал и к концу 1940 г. достиг 180 $м^3/м^3$ нефти.

Месторождение Редривер в Оклахоме было открыто в 1919 г. Продуктивный пласт залегает на глубине 450—487,5 *м*. Мощность продуктивной зоны блока 108 *га*, находившегося в западной ча-

сти месторождения, из которого было получено 90% всей суммарной нефтедобычи, составляла около 14,5 *м*. Залежь полосовидная и ограничена выклиниванием песчаника. Первоначально пласт дренировался на режиме «растворенного газа»; продвижения краевой воды не наблюдалось. Закачку газа начали в 1929 г. До этого было добыто 700 000 $м^3$ нефти, или около 6500 $м^3/га$. Дебит нефти со всего участка составлял 160 $м^3/сутки$. Первоначально газ закачивали в 10 скважин, расположенных по бортам залежи, из общего количества 76 эксплуатационных скважин. Вакуум, который применялся на промысле при эксплуатации скважин, был постепенно снят с последних, чтобы не отразилось на суточной добыче. При этом удельный вес нефти упал с 0,828 до 0,821 и резко снизилось содержание газолина в попутном газе.

По мере того, как количество закачиваемого газа в 10 бортовых скважин возросло с 1700 $м^3/сутки$ до 14 500 $м^3/сутки$, начался пролет газа в эксплуатационные скважины, но никакого эффекта в отношении роста нефтедобычи не получилось. Тогда в повышенной части структуры пробурили 15 новых скважин и в них стали закачивать газ. К середине 1930 г. суточный дебит нефти возрос до 250 $м^3$, или на 65 $м^3$ больше по сравнению с тем этапом, когда месторождение работало под вакуумом. Количество нагнетаемого газа при этом было увеличено до 28 500 $м^3/сутки$. К концу 1930 г. в пласт дополнительно стали закачивать 10 700 $м^3$ воздуха в сутки.

В конце I квартала 1931 г. закачку газа в пласт прекратили вследствие того, что цены на газ увеличились вдвое, а закачку воздуха пришлось приостановить вследствие прорыва его в эксплуатационные скважины и сильной коррозии подземного оборудования. Тотчас же добыча на промысле стала резко падать. В конце 1931 г. закачку газа возобновили в четырех скважинах и довели до полного объема к концу 1932 г. Однако дебит промысла возрос только наполовину по сравнению с добычей нефти до перерыва процесса закачки. В конце 1935 г. была предпринята попытка перейти на заводнение пластов, которая закончилась неудачей. Когда вновь перешли на закачку газа в пласт, суточный дебит промысла упал еще на 16 $м^3$. Газонефтяной фактор нагнетания возрастал постепенно, пока к началу 1941 г. не достиг 75 $м^3/м^3$; к середине 1941 г. он достиг до 122 $м^3/м^3$ в связи с каналообразованием в пласте и пролетом газа. В конце 1941 г. было вновь пробурено 15 нагнетательных скважин, и из 70 эксплуатационных скважин стали отбирать до 44 $м^3$ нефти в сутки.

Подсчитано, что без нагнетания газа в пласт суммарная нефтеотдача со всего месторождения составила бы около 919 000 $м^3$, принимая конечную добычу при забрасывании скважин 16 $м^3$ по всему промыслу. Во второй половине 1941 г. фактическая суммарная добыча из месторождения составила 1 150 000 $м^3$. Это дает дополнительную нефтеотдачу около 2150 $м^3/га$. Те же расчеты показывают, что дальнейшая закачка

газа вплоть до заброса месторождения обеспечит суммарную добычу нефти около 1 198 000 $м^3$ нефти или даст прирост добычи, связанной с закачкой газа, 31% к нефтеотдаче на первичном этапе разработки месторождения.

9.9. Практическая сторона закачки газа в пласт. Необходимыми условиями успешного осуществления процесса закачки газа в пласты с целью повышения нефтеотдачи являются те же, что и при заводнении, а именно: непрерывность и однородность продуктивного коллектора и достаточно высокое остаточное нефтенасыщение. Однако выразить эти условия количественным путем не представляется возможным. С экономической стороны однородность пласта при нагнетании газа не является уже столь необходимым условием эффективности процесса, как при заводнении. Пролет газа в эксплуатационные скважины сопровождается малым количеством вытесняемой нефти, а между тем снабжение и компримирование газа стóит довольно дорого.

Эксплуатационные расходы, которые возрастают при каналообразовании в пласте для процесса заводнения, увеличиваются и при пролете газа через пласт. Однако при заводнении пласта, когда вода прорывается в эксплуатационные скважины, расходы по извлечению жидкости из скважины возрастают, а при пролете газа повышенные газонефтяные факторы не отражаются на эксплуатационных расходах. Заводнение нефтяных пластов оказалось безуспешным в песчаниках Венанго в Пенсильвании, между тем как нагнетание воздуха и газа было весьма эффективным, несмотря на фациальную изменчивость породы коллектора. Высокая насыщенность последнего связанной водой и низкая нефтенасыщенность могут также явиться благоприятными факторами при выборе процесса нагнетания газа по сравнению с закачкой воды.

Остаточная нефтенасыщенность пласта при закачке газа имеет несколько отличное значение, чем при процессе заводнения. В последнем случае это есть разница между остаточным нефтенасыщением в начале закачки воды в пласт и величиной его — примерно 25—30%, которая может иметь место после затопления последнего, учитывая при этом эффективность заводнения. Полученная величина определяет собой ожидаемую суммарную добычу нефти от закачки воды. При закачке газа остаточная нефтенасыщенность определяет рост газонасыщения перед тем, как газонефтяные факторы становятся слишком велики для получения дальнейшей нефтеотдачи.

Так, рост газонасыщения с 30 до 40% соответствует одинаковой суммарной нефтеотдаче пласта: при начальном нефтесодержании 35% и водонасыщенности 35% или же при начальной нефтенасыщенности 50% и водонасыщенности 20% для одинаковой пористости в обоих случаях. Закачка газа может оказаться вполне успешной при первых условиях нефте- и водонасыщенности и оказаться неудачной, если газ закачивать в породу

с той же остаточной нефтенасыщенностью 35% и водонасыщенностью 20%. Как показывает рассмотрение теории в параграфе 9.7, газовые факторы при установившемся состоянии прохождения газа через пласт растут экспоненциально с ростом насыщения пласта свободным газом. Однако при высокой водонасыщенности пласта (45% или выше) низкое нефтенасыщение, сохранившееся в пласте в результате механизма вытеснения при режиме растворенного газа, не дает дополнительной нефтеотдачи при закачке газа в пласт ввиду плохой подвижности нефти в пластовых условиях.

Когда водонасыщенность пласта мала, то возможная суммарная нефтеотдача при заводнении обычно выше по сравнению с закачкой газа. Но с практической стороны нагнетание газа

Таблица 26

Плотность размещения скважин при закачке газа в пласт

Штаты	Средняя глубина пласта, *м*	Средняя мощность продуктивной зоны, *м*	Количество *га* на нагнетательную скважину	Количество *га* на эксплуатационную скважину
Пенсильвания	240 300 150 660	10,5 12 6,6 8,1	4,1 2,16 1,84 16,6	0,86 0,52 0,56 4,52
Западная Виргиния	270 510 675 690	3,6 4,5 3,0 7,5	6,4 169,2 240,0 60,0	1,6 11,64 28,0 7,0
Огайо	900 90	8,1 7,5	75,0 7,8	7,5 1,25
Кентукки	285 300 97,5	12 12 7,5	8,0 39,0 8,6	1,92 2,17 1,94
Иллинойс	450	6,0	16,6	6,1
Канзас	— —	14,1 12	16,7 21,2	5,2 3,85
Техсас	345 780 570 555	13,5 6,9 10,5 5,1	2,96 32,00 6,4 12,0	1,48 4,48 1,2 6,0

в пласт и в этом случае обладает некоторыми экономическими преимуществами при достаточном газоснабжении, так как закачку газа можно проводить в старых скважинах при скромных расходах на ремонт, с небольшим риском и малыми капиталовложениями. Закачку газа в пласт обычно проводят, не прибегая к специальным сеткам размещения скважин и, как это видно из табл. 26, при большем количестве эксплуатационных скважин, нежели нагнетательных.

Прирост суммарной добычи в результате закачки газа в пласт даже при успешных результатах бывает значительно меньшим по сравнению с результатами, получающимися при заводнении пластов. Начальная реакция пласта на закачку газа отмечается, обычно спустя 1—6 мес. после начала работ по нагнетанию, а пик нефтедобычи наблюдается на второй год. Получающийся пик не превосходит двойной величины начального дебита пласта до производства работ по закачке.

В табл. 27 приведены значения средней суммарной нефтеотдачи в различных нефтяных пластах для выполненных проектов закачки газа.

Таблица 27

Подсчитанная суммарная нефтеотдача от закачки воздуха или газа

Штаты	Продуктивный пласт	Подсчитанная суммарная нефтеотдача, $м^3/га$
Пенсильвания	Песчаники Венанго Брэдфордский песчаник Гордон	88—1028 60 400—560
Западная Виргиния	Биг инджэн Кинер	400—680 600
Кентукки	Вир Корниферос	1220 1080—1320
Канзас	Бартльсвильский песчаник	500—800
Оклахома	То же	520
Луизиана	Накаточ Блоссом	1840 520

Малая нефтеотдача для брэдфордского песчаника, приведенная в табл. 27, не является типичной для всех осуществленных проектов по закачке газа в Брэдфорде. Однако закачка газа в брэдфордский песчаник не получила широкого распространения потому, что даже успешно осуществленные проекты не дали

той суммарной нефтеотдачи, которую получили при заводнении пластов.

Рост нефтедобычи, возникающий при закачке газа в пласт, в значительной степени связан с увеличением перепада давления по отношению к остаточной величине его, сохранившейся в пласте к концу нормального истощения пласта при режиме растворенного газа. Если установившаяся добыча из пласта связана с гравитационным дренированием, то давление нагнетания накладывается на напор столба жидкости, поддерживающего фильтрацию под действием силы тяжести. Нагнетаемый газ может явиться также дополнительным проталкивающим агентом при слабой нефтеотдаче из относительно неистощенных малопроницаемых коллекторов с режимом растворенного газа.

Низкая проницаемость этих зон и их повышенное остаточное пластовое давление будут создавать дополнительные сопротивления нагнетаемому газу. Но, если газ проникает в эту часть продуктивного коллектора, то он вытеснит больше нефти, чем при пролете газа в истощенных пластах с высокой проницаемостью.

Для борьбы с пролетом газа в связи с послойным изменением проницаемости в нагнетательных скважинах часто устанавливают пакеры для отделения зон, в которых наблюдаются сильные утечки газа. Были произведены опыты по селективной закупорке сильно проницаемых зон. Были опубликованы результаты успешных опытов с закачкой воды в нагнетаемый газ для снижения эффективной проницаемости в коллекторах с высокой физической проницаемостью. Для получения эффекта от всех указанных технических мероприятий необходимо, чтобы в пласте отсутствовала сплошная проницаемость по вертикали и имелись бы глинистые пропластки или иные горизонтальные литологические барьеры.

Несмотря на отрицательные результаты лабораторных опытов, периодическая закачка газа в пласты является, повидимому, эффективной в некоторых неоднородных пластах, противодействуя пролету газа и образованию каналов в последних. Эта практика базируется на том, что при временном закрытии нагнетательных скважин, но с продолжением работы эксплуатационных скважин быстрое истощение газосодержания и пластового давления в высокопроницаемых зонах вызывает перемещение в них нефти из более плотных слоев. При возобновлении закачки газа нефть будет эффективно и быстро вымываться последним из повторно насыщенных проницаемых зон по сравнению с условиями, когда нефть будет непосредственно вытесняться из малопроницаемых частей коллектора нагнетаемым в него газом, с одновременным пролетом его через проницаемые зоны пласта. Если участки коллектора с различной проницаемостью соединяются между собой и допускают перемещение нефти по вертикальному сечению пласта, а периоды закрытия нагнетательных скважин довольно продолжительны (порядка месяцев), можно ожидать хороших результатов от применения этого способа.

Отрицательное заключение об этом методе, полученное из лабораторных опытов, связано, возможно, с отсутствием такой послойной изменчивости проницаемости в кернах, подвергшихся испытанию, какие можно наблюдать в естественных условиях.

Для повышения эффективности процесса закачки газа было испытано чередование работы нагнетательных скважин для посылки нагнетаемого газа в те участки продуктивного пласта, откуда нефть так быстро не вытесняется. Эту практику можно рассматривать тождественной повороту схемы размещения скважин для индивидуальных групп нагнетательных скважин, что теоретически должно уменьшить или даже полностью устранить образование застойных участков при вытеснении нефти из отдельного элемента сетки размещения скважин. Однако повышение эффективности вытеснения таким путем вызывает сомнение в отношении компенсации экономических затрат, связанных с уменьшением расходов при нагнетании газа и удлинении срока «разработки», ввиду неполного использования нагнетательных скважин.

Некоторые лабораторные исследования показали, что более высокие темпы нагнетания газа увеличивают суммарную нефтеотдачу. С теоретической стороны чисто геометрические свойства схем вытеснения при установившемся состоянии и их эффективность не зависят от абсолютных расходов и давлений нагнетания так же, как и при заводнении нефтяных пластов. Более того, последние лабораторные опыты подтвердили, что суммарная нефтеотдача определяется скорее объемом газа, прошедшего через пласт при среднем давлении, по сравнению с объемом газа при атмосферном давлении.

Высокие давления при нагнетании газа интенсифицируют нефтеотдачу. Однако можно ожидать, что количество вытесняемой нефти из пласта на единицу объема газа в стандартных условиях будет в этом случае меньше по сравнению с закачкой газа при низких давлениях. Недостатки, связанные с применением низких давлений, компенсируются повышенной суммарной нефтеотдачей. Если же эффективность местного вытеснения нефти из пористой среды возрастает, как показывают лабораторные опыты, при повышенных градиентах давления, то дополнительная добыча от закачки газа при высоком давлении будет еще выше. Имеются данные, указывающие на рост нефтеотдачи в естественных условиях от применения высоких градиентов давления. Однако желательно получить дополнительный материал с промыслов для установления интервалов давления, в которых наблюдается этот эффект.

Успешное применение вторичных методов добычи нефти на данном месторождении при помощи закачки газа и оценка полученного эффекта аналогичны той же задаче, которая была рассмотрена для заводнения нефтяных пластов.

Необходимо раньше всего установить непрерывность и относительную однородность продуктивной зоны и подсчитать оста-

точные запасы нефти в ней. Если нефтяной пласт уже обводнен, то закачка газа в него лишена смысла. Точно также продуктивная площадь, на которой происходило эффективное дренирование нефти под действием силы тяжести, не представляет интереса для закачки газа. Вместе с тем в пласте с режимом растворенного газа, обладающим непрерывностью, однородностью и содержащем умеренное или низкое количество связанной воды, результаты применения закачки газа зависят в значительной степени от источников газоснабжения, количества и стоимости нового бурения и капитального ремонта старых скважин, а также от проницаемости продуктивного пласта. Значение проницаемости определяет приемистость нагнетательных скважин и зависимость между сроком разработки и расстоянием между скважинами.

Абсолютное значение нефтенасыщенности пласта при закачке газа во многих случаях не является критическим фактором, как это признано для процессов заводнения. Эффективность вытеснения нефти при нагнетании газа в пласт в значительной степени контролируется насыщением его свободным газом при условии, что нефтенасыщенность пласта значительно превосходит низкий предел ее, определяющий подвижность нефти в породе. При осуществлении заводнения нефтяного пласта для оценки эффективности процесса необходимо только предварительное определение остаточной нефтенасыщенности, если даны достаточная мощность, пористость, непрерывность и однородность продуктивной зоны. При оценке процесса закачки газа в пласт необходимо заранее установить оба параметра: нефтенасыщенность и водонасыщенность.

В связи с неполнотой охвата площади пласта нагнетаемым газом и пролетами его вследствие неоднородной проницаемости можно получить при закачке газа уменьшение остаточной нефтенасыщенности на 4—8% для легких и средней плотности нефтей. Вязкость нефти при закачке газа в пласт является более важным фактором, чем при заводнении. При любом содержании в пласте жидкостей стремление газа к обходному движению и значение газонефтяного фактора будут пропорциональны вязкости нефти. Суммарная нефтеотдача и насыщение свободным газом при истощении пласта на режиме растворенного газа сравнительно малы для нефтей с уд. весом выше 0,933 и в свою очередь создают неблагоприятные условия для получения дополнительной добычи нефти путем закачки газа в пласт.

Однако низкая нефтеотдача здесь связана в основном с высокой вязкостью нефти. Влияние вязкости приобретает особенное значение после того, как растворенный газ выделился из нефти, а пластовые давления снизились почти до атмосферного.

В этом случае получение дополнительной нефтедобычи при нагнетании газа с низким давлением вряд ли будет эффективным, несмотря на малое значение начальной газонасыщенности пласта. Вызывает сомнение успешность применения закачки газа

для вторичной эксплуатации, если уд. вес пластовой нефти выше 0,933. Экономический предел применения нагнетания газа в пласт определяется из зависимости «проницаемость — насыщение», исходя из уравнения

$$\frac{k_г}{k_н} = \frac{\mu_г R}{\gamma \mu_н \beta_н}, \qquad (1)$$

где R — предельное значение газонефтяного фактора для экономически выгодного процесса; γ — относительная плотность газа при среднем давлении в пласте; $\mu_н$, $\mu_г$ — вязкость нефти и газа; $\beta_н$ — объемный коэффициент пластовой нефти; $k_г/k_н$ — отношение проницаемостей по газу и нефти. Решая уравнение относительно последней величины, можно определить среднюю остаточную нефтенасыщенность пласта к моменту его забрасывания при условии, что известны изменения нефтенасыщенности пласта.

Расстановка скважин при нагнетании газа в пласт обычно определяется, исходя из экономических факторов и эксплуатационных расходов, учитывая существующую сетку скважин, проницаемость пласта и возможные источники газоснабжения.

Выше было показано, что расстояние между скважинами берется в самых широких пределах. Можно считать, что срок разработки месторождения при помощи закачки газа в пласт меняется приблизительно обратно пропорционально плотности нагнетательных скважин или пропорционально квадрату среднего расстояния между нагнетательной и эксплуатационной скважинами.

Однако имеются данные по закачке газа на некоторых промыслах Венанго в Пенсильвании, которые показывают, что фактическая суммарная нефтеотдача быстро падает с увеличением расстояния между скважинами, когда последнее выражено среднегеометрическим расстоянием между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Так, при среднем уплотнении 0,8 *га* на скважину суммарная нефтеотдача составляет 119 *м*³/*га м*, а при уплотнении 1,6 *га* только 46 *м*³/*га м*. Возможно, что столь высокая реакция суммарной нефтеотдачи на расстояние между скважинами связана с неправильным, линзовидным характером залегания песчаников Венанго.

Тем не менее, если такая или аналогичная ей форма связи между нефтеотдачей и размещением скважин будет установлена и для других пластов, то полученная величина будет иметь большое значение при выборе расстояния между скважинами.

Ожидаемая нефтеотдача от закачки газа в пласт не имеет твердо установленной величины. В отдельных случаях получают столько же дополнительной нефти, сколько ее было получено на первичном этапе эксплуатации. Однако большая часть осуществленных на практике проектов закачки газа показала предел дополнительной нефтеотдачи из пласта — 50% от первичной добычи, а в среднем 20—30%.

В ряде случаев закачка газа в пласт тянулась свыше 20 лет, но большая половина дополнительной добычи была получена за первые 3—5 лет.

Сравнительная оценка газа и воздуха, как рабочих агентов для закачки в пласт, зависит в значительной степени от экономических факторов. Повышенная растворимость природного газа в пластовой нефти делает применение его для целей нагнетания более предпочтительным по сравнению с воздухом, несмотря на то, что указанное свойство не имеет большого практического значения. Однако закачка воздуха в пласт вызывает часто коррозию подземного оборудования, образование взрывчатых газовоздушных смесей, окисление нефти, в результате чего образуются продукты, закупоривающие пласт, увеличивает отложения парафина и разжижает добываемый газ так, что его нельзя применять для отопительных целей.

ГЛАВА 10

КОНДЕНСАТНЫЕ ЗАЛЕЖИ

10.1. Введение. Основной проблемой при исследовании различных типов нефтеносных пластов, разобранных в предыдущих главах, было динамическое взаимодействие между жидкостями и их носителями — пористыми средами. Физические и термодинамические свойства жидкостей являлись параметрами, влияющими лишь на особенности пластового режима. Конденсатные пласты отличаются тем, что термодинамическое поведение нефтяных жидкостей служит контролирующим фактором их режима и промышленной оценки. Поэтому эти пласты рассматриваются отдельно, хотя гидрогазодинамические явления в них контролируются теми же основными законами для течения жидкости в пористой среде [1], что для нефти и природного газа.

10.2. Характеристика углеводородных жидкостей в конденсатных пластах. Из конденсатных пластов добывают жидкую углеводородную фазу, которая обычно называется «конденсатом», или «дестиллатом». Обычно эта жидкость бесцветна или имеет соломенный цвет [2] и плотность 0,786 *г/см*^{3} и ниже. По сравнению с добычей нефти она связана с высокими газовыми факторами — порядка 2000 *м*^{3}/*м*^{3} или выше. С физической стороны наиболее важной характеристикой конденсата является тот факт, что в пласте, из которого он извлекается, конденсат не является жидкостью.

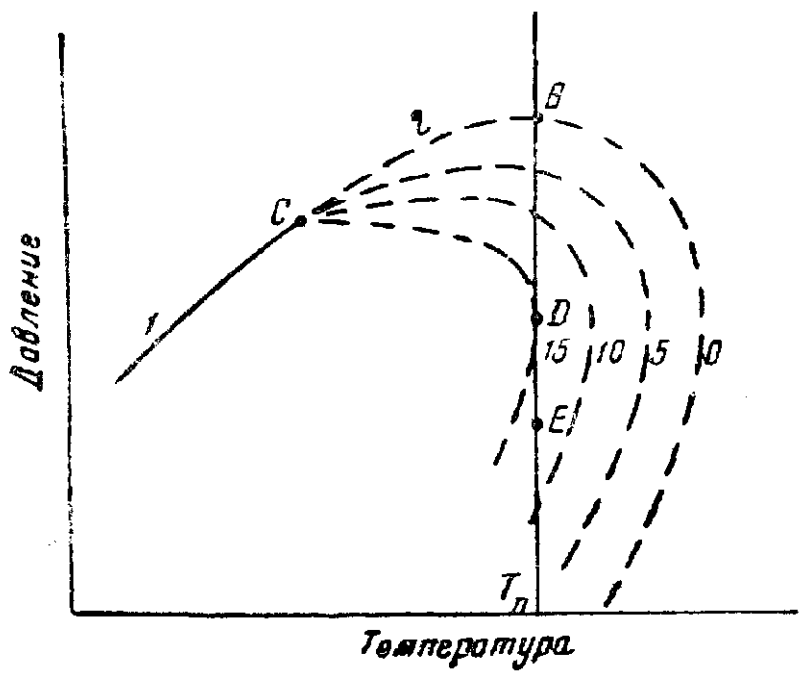
В большинстве пластовых условий конденсат представлен углеводородной смесью в единой газовой фазе или же на точке

---

[1] Исключая поправку на проницаемость для влажного газа вследствие присутствия в пласте связанной воды установлено, что в основе динамики конденсатных пластов лежит теория движения однофазной жидкости в пористой среде при условии, что давление в нем поддерживается «циркуляцией» газа. Представление об однородной жидкости даже при истощении пластового давления должно создать с практической точки зрения удовлетворительное приближение к состоянию пласта.

[2] Темная окраска, иногда наблюдаемая в конденсатных жидкостях, в большинстве случаев связана с примесью небольших количеств нефти или тонкодисперсного битуминозного материала, захваченного жидкостями из пластовой породы в процессе их прохождения к забоям эксплуатационных скважин.

конденсации. Такое фазовое превращение может происходить внутри пласта в результате падения давления при изотермической ретроградной конденсации. Жидкость, образовавшаяся таким путем в пласте, обычно остается заключенной в недрах и составляет лишь незначительную часть жидкого продукта, извлекаемого на поверхность. Большая часть конденсата, фактически извлекаемого на поверхность, получается из газа путем более общих превращений ретроградной фазы при одновременном падении пластового давления и температуры в процессе подъема пластовой жидкости по фонтанным трубам.



Фиг. 180. Схема фазового изменения пластовой углеводородной жидкости для конденсатного пласта.

$T_п$ — температура пласта, *C* — критическая точка; *1* — кривая точки парообразования; *2* — кривые точки конденсации; *15*, *10*, *5*, *0* — количество жидкой фазы в %.

Количество извлекаемой жидкой фазы зависит в значительной степени от различных методов обработки газа, получаемого со скважин или проходящего через сепараторы, с целью извлечения дополнительно конденсирующихся углеводородов, все еще присутствующих в газовой фазе по достижении поверхности.

Обычно считается, что конденсатные месторождения состоят из коллекторов, содержащих газовую фазу. Однако универсальности подобных условий нельзя наблюдать или ожидать заранее. Если жидкость из конденсатного пласта представлена ненасыщенным газом, т. е. единой фазой выше точки конденсации, как это показано точкой *A* на фиг. 180, она не может находиться в равновесии с жидкой фазой, а когда возникает равновесие, то жидкая фаза исчезает. Если конденсат представлен насыщенным паром [1] при давлении точки конденсации, как в *B*, он может сосуществовать с жидкой фазой, и комплексная система из газа и жидкости тогда эквивалентна нормальной разделенной двухфазной системе. Если же газовая фаза является избытком по отношению к растворившемуся количеству его в жидкости, то последняя отражает уже «сырую» нефть с ее темным цветом и относительно высоким удельным весом. В условиях равновесия состав «сырой» нефти аналогичен жидкой фазе, конденсирующейся из газа, при условии, что ее температура или давление будут снижены. Если исключить

[1] В большинстве конденсатных залежей давление точки конденсации при пластовой температуре для добытых первоначально жидкостей соответствует пластовому давлению в пределах неточностей эксперимента.

явление обратной конденсации газа, можно было бы рассматривать такой пласт в целом как нормальный коллектор нефти с налегающей газовой шапкой.

Из этих соображений следует, что не существует термодинамического ограничения для соотношения между жидкой (сырой нефти) фазой и конденсатной газовой фазой, которые могут вначале сосуществовать в пласте.

В большинстве конденсатных газовых коллекторов наблюдаются оторочки сырой нефти; в некоторых же месторождениях нефтяные зоны определенно отсутствуют. При наличии нефтяных оторочек их величина может быть так мала, что не представляет никакого практического значения, или же настолько велика, что превышает по значению содержание газовых шапок. Знание состава газов, из которых получается конденсат, облегчает понимание их свойств по сравнению с газонефтяными смесями. Такой сравнительный анализ (в процентах молей) для типичных углеводородных систем обоих типов дан в табл. 28, где видно, что выделенные газовые фазы не отличаются резко [1] по своему

Таблица 28

Типовой состав конденсатного газа и газонефтяной смеси

Углеводороды	Насыщенный пар			Газонефтяная смесь		
	газ	коденсат	пластовая жидкость	газ	нефть	пластовая жидкость
Метан	85,69	—	82,38	80,53	0,31	45,26
Этан	4,45	—	4,28	5,37	0,14	3,07
Пропан	3,64	0,19	3,51	3,85	0,33	2,30
Изобутан	1,57	2,53	1,61	3,70	0,97	2,50
н-Бутан	3,06	2,22	3,03			
Изопентан	0,35	6,77	0,60	2,09	1,97	2,04
н-Пентан	0,45	6,37	0,68			
Гексаны	0,34	17,36	0,99	1,17	2,49	1,75
Гептаны и тяжелее .	0,45	64,56	2,92	3,29	93,79	43,08
Сумма . .	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
Молекулярный вес гептанов и более тяжелых углеводородов	—	—	133	—	200	—

[1] Газовая фаза смеси «сырая нефть—газ» в табл. 28 значительно богаче тяжелыми конденсирующимися компонентами по сравнению с опубликованными составами природных газов. Последние обычно относятся к образцам сепараторного газа, в то время как газовая фаза, приведенная в табл. 28, относится к газу, полученному непосредственным мгновенным парообразованием пластовой жидкости на точке насыщения

составу, но жидкий конденсат имеет меньшее содержание гептанов и более тяжелых углеводородов, чем нефть. Кроме того, средний молекулярный вес этих компонентов значительно ниже для конденсата. Еще более важным фактом является, что в газонефтяной смеси имеется 1,27 молей газа на моль жидкости; соответствующее соотношение для конденсатной системы составляет 25. Эти характеристики состава придают особые свойства жидкости конденсатного пласта.

Конденсатные пласты были установлены в начале 30-х годов. С тех пор их находят все чаще, особенно на площади, примыкающей к побережью Мексиканского залива, что, несомненно, связано с ростом глубин бурения за последние 10 лет [1].

Существование конденсатных месторождений приписывается обычно более высоким давлениям и температурам, преобладающим на больших глубинах. Однако контролирующими факторами в газоконденсатных пластах скорее являются давление и состав углеводородных смесей, но не температура. Из фиг. 180 видно, что изотермическая ретроградная конденсация при падении давления от точки конденсации наступает при температурах выше критической и давлениях вблизи [2] критического.

Критические температуры конденсатных жидкостей соответствуют некоторому типу средней [3] для отдельных компонентов, а пластовые температуры превышают их даже на очень мелкой глубине. Отсюда только температурный фактор не ограничивает залегания конденсатных месторождений большими глубинами. Однако их критические давления обычно значительно выше критических давлений отдельных составляющих. Пластовое давление приближается к ним или превышает их лишь в глубоко залегающих месторождениях. Отсюда вероятность нахождения углеводородных смесей конденсатного типа по существу выше при высоких давлениях и температурах, приуроченных к более глубоким горизонтам.

Так как давление точки конденсации представляет естественную отправную точку при рассмотрении фазового поведения жидкостей конденсатного пласта, необходимо знать, как давле-

---

[1] Статистический анализ конденсатных залежей, открытых до 1945 г., основывающийся на обзоре 224 месторождений, показывает, что около 88% этих месторождений были найдены на глубине, превышающей 1500 *м*, и что средняя глубина у 60% примерно превышает 2100 *м*.

[2] Интервал давлений, в пределах которого может существовать изотермическая ретроградная конденсация по отношению к критическим, зависит от того, принадлежит ли фазовая диаграмма «давление—температура» к типу, приведенному на фиг. 8, *а* или 8, *в*. Давления должны быть меньше критических для фиг. 8, *а* и могут быть выше или ниже для фиг. 8, *в*, так что давления конденсатных залежей должны находиться лишь в «интервале» критических.

[3] Подобное осреднение возникает для бинарных углеводородных смесей, но критические температуры более комплексных систем резко отклоняются от молярных средних и могут быть даже вне интервала критических температур отдельных компонентов.

ние[1] точки конденсации может меняться с температурой и общим составом углеводородной смеси.

При постоянном газовом факторе и температуре давление на точке конденсации уменьшается с уменьшением плотности нефти, причем скорость изменения наиболее высока при малых газовых факторах и более высоких температурах. В интервале высоких газовых факторов давление на точке конденсации монотонно увеличивается с уменьшением газового фактора при постоянной температуре и плотности нефти; его связь с газовым фактором наиболее резко проявляется для нефтей с высоким удельным весом; его изменение с температурой не является монотонным.

10.3. Процесс истощения в конденсатных пластах. Если бы ретроградные явления отсутствовали, конденсатная однофазная залежь вела бы себя как газовое месторождение. Добыча конденсата была бы пропорциональна количеству отобранного газа. Пластовое давление уменьшалось бы линейно с ростом общего отбора, за исключением влияния возможного сокращения площади коллектора, благодаря внедрению воды и медленному изменению коэффициента отклонения газа с давлением. В результате ретроградной конденсации по мере падения пластового давления может произойти потеря жидкого содержимого газовой фазы, и борьба с этими потерями представляет сущность задачи по оценке и установлению режима работы конденсатного месторождения.

Фазовые зависимости можно определить для любого из двух типов процесса испарения — однократного и дифференциального. Когда состав и масса смеси поддерживаются постоянными при меняющемся давлении и объеме, фазовая зависимость соответствует линии *BDE* при изотермическом процессе (фиг. 180).

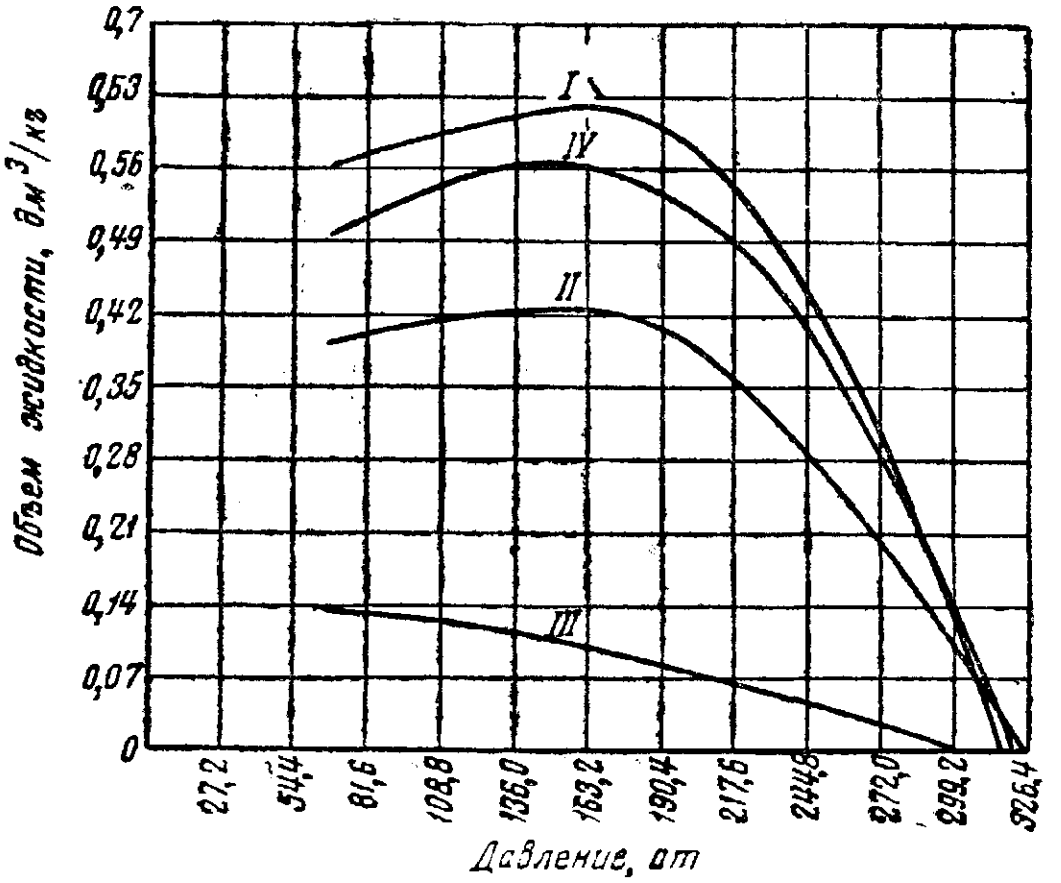
Изменение количества жидкой фазы, образующейся при этом, характеризуется кривыми на фиг. 181 для смесей конденсата и газа из месторождения Палома в Калифорнии. Для трех из этих кривых температура была 121° С, а газовые факторы соответственно 965, 1330, 2600 $м^3/м^3$. Для четвертой кривой температура была 87,7° С, а газовый фактор 1330 $м^3/м^3$. Видно, что объем жидкости имеет максимум во всех случаях, исключая кривую *III*, максимум для которой, очевидно, лежит ниже 68 *ат*. Эти максимумы ретроградной конденсации соответствуют точке *D* на фиг. 180. Падение содержания жидкости при низких давлениях представляет процесс нормального испарения. Точка раздела отступает к более высоким давлениям при малых газовых факторах[2], т. е. для жидкостей, богатых содержанием конденсата. Ко-

[1] Давление точки конденсации относится лишь к верхней части кривой указанной точки между температурами критической и криконденterма, которые иногда называются «ретроградными» точками.

[2] Максимальные давления конденсации довольно высоки на фиг. 181 вследствие относительно низких газовых факторов для смесей. Они уменьшаются с ростом газовых факторов или с уменьшающейся плотностью комплексной пластовой жидкости и часто располагаются в интервале 68—102 *ат*.

личество сконденсированной жидкости возрастает с понижением газового фактора. Сравнение кривых *II* и *IV* и фиг. 180 показывает, что ретроградное накопление жидкости понижается с ростом пластовой температуры.

Падение давления при постоянном составе смеси не соответствует процессу, возникающему на практике, но оно характеризует одну из основных проблем разработки конденсатных пластов при истощении давления. Удельные объемы однородных жидкостей на точке конденсации для кривых *I*, *II*, *III*, *IV* составляют



Фиг. 181. Кривые конденсации жидкости для комбинированных образцов газа и конденсата из месторождения Палома для постоянной температуры и газонефтяного фактора R.

Для кривых *I*, *II*, *III* $T = 121°$ С, $R = 965$, 1330 и 2600 $м^3/м^3$.
Для кривой *IV* $T = 87{,}7°$ С, $R = 1330$ $м^3/м^3$. Объемные единицы относятся к 1 *кг* общей смеси.

3,1; 3,4; 4,3 и 3,05 $дм^3/кг$. Отсюда следует, что максимальные объемы конденсации представляют соответственно 18,1; 11,2; 2,75; 16,4% первоначального углеводородного содержимого, или порового пространства. Если ϱ_e дает эти значения в долях пластового объема, а насыщение связанной водой будет $\varrho_в$, то максимально возможное среднее насыщение жидкостью при этом процессе составит $\varrho_в + \varrho_e (1 - \varrho_в)$. Если даже конденсат добавить к воде как непрерывную жидкую фазу, то проницаемость для него будет, очевидно, чрезвычайно мала. Более вероятно, что конденсат распределяется в пласте как рассеянная фаза.

Продуктивный пласт не обладает никакой проницаемостью для конденсата, за исключением, возможно, призабойной зоны

с очень высокими градиентами давления[1]. Поэтому конденсат остается заключенным в недрах и не извлекается до тех пор, пока в пласте не возникнет вторично частичное испарение после падения пластового давления ниже точки максимума конденсации. Именно эта возможная потеря жидкого содержимого пластовых жидкостей играет основную роль в оценке конденсатного пласта и определении метода его разработки и эксплуатации.

Кривые фиг. 181 показывают основные ретроградные характеристики жидкостей из конденсатных пластов и опасность потери конденсата при эксплуатации последних. Однако количественного значения эти кривые не имеют.

Даже если падение давления в естественных условиях наступает после мгновенного испарения, общее отделение жидкой фазы, приведенное на фиг. 181, не соответствует фактическим объемам жидкого дегазированного продукта. Объясняется это тем, что жидкая фаза содержит значительное количество более легких углеводородов, выделяющихся в газообразном состоянии при атмосферных условиях. Более существенным является падение давления в результате отбора части пластовых жидкостей. Так как из пласта поступает лишь газовая фаза, то состав системы непрерывно меняется вследствие отсутствия подвижности у сконденсированной жидкости. Поэтому в пласте происходит дифференциальный процесс падения давления и истощения. Количество жидкого конденсата в таких условиях, очевидно, меньше по сравнению с тем, когда вся газовая фаза поддерживается в контакте с жидкостью. Данные о фазе и объеме, моделирующие режим истощения в естественном конденсатном пласте, можно получить из экспериментов с падением давления в сосуде с пробой пластовой жидкости, где это падение вызвано отбором газа.

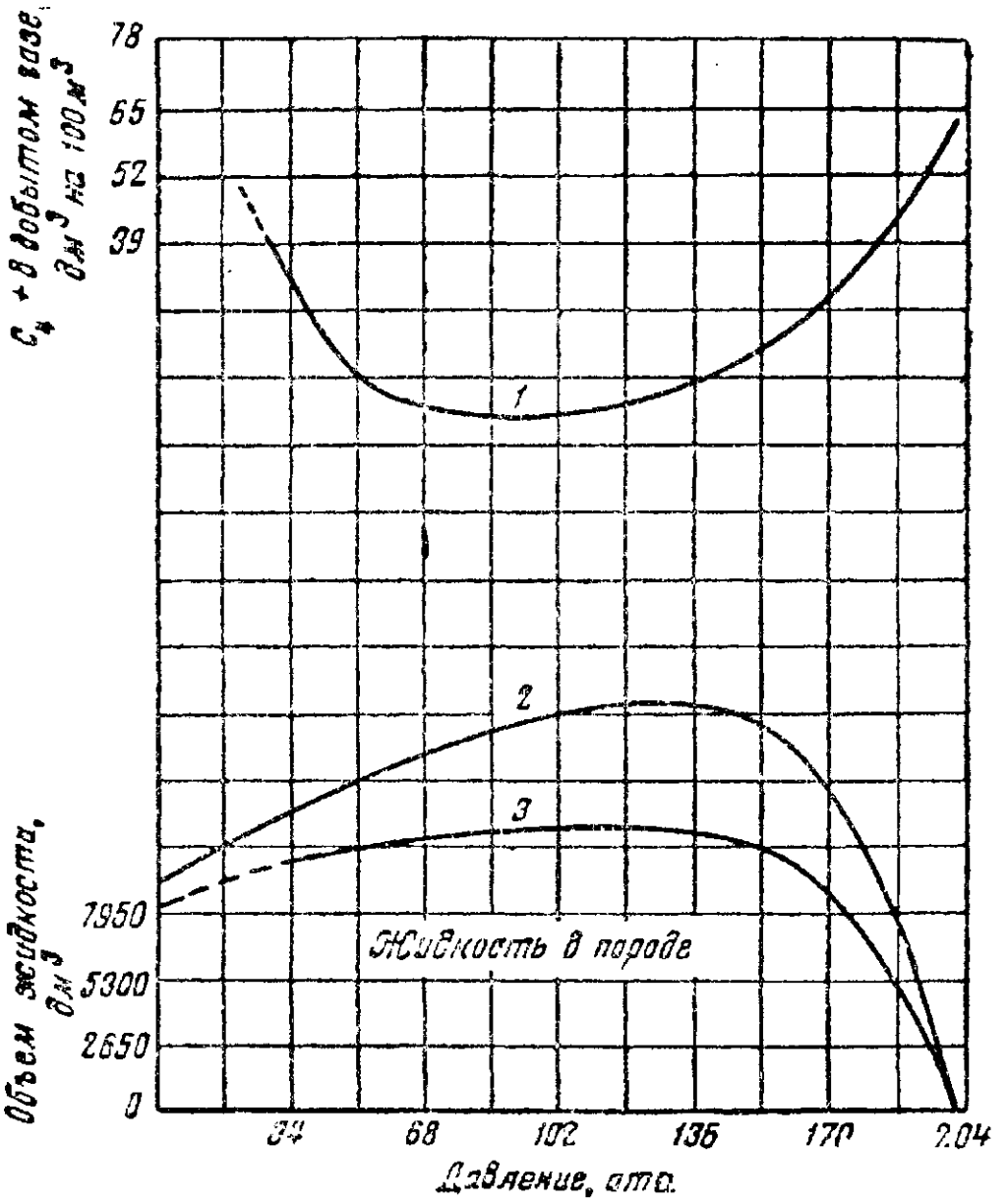
Общие характеристики фазы и состава в конденсатном пласте, где происходит истощение давления, приведены на фиг. 182. Кривые получены путем сочетания экспериментальных данных и вычисленных анализов для содержимого газовой шапки с точкой конденсации при 200 *ат* и пластовой температуре 90°. Необходимо отметить, что максимум конденсирующейся жидкости составляет здесь лишь 8,2% углеводородов, заполняющих поровое пространство. Кроме того, объем, который занимает фракция C_4+ при 15,5° С, составляет примерно 70% всей суммы в точке ретроградного максимума. Содержание в извлекаемом газе фракции C_4+, т. е. газовая фаза в равновесии с пластовой жидкостью, убывает от начального значения 0,7172 $дм^3/м^3$ до значения 0,425 $дм^3/м^3$ по мере увеличения конденсации жидкости в пласте. Вскоре после установления нормального испарения содержание в газе фракции C_4+ резко возрастает, в то время как

---

[1] Это положение полностью соответствует неподвижности распределенной газовой фазы с низким насыщением, пока оно не возрастает до «равновесного насыщения» (параграф 4.6).

при дальнейшем снижении давления объем пластовой жидкости убывает.

Если бы все количество C_4+ в отобранном газе было превращено в жидкую фазу, верхняя кривая на фиг. 182 показала бы изменение газового фактора в комплексной струе, поступающей из скважины, на протяжении всего периода эксплуатации.



Фиг. 182. Экспериментальные кривые для жидкого конденсата и содержания C_4+ в добываемом газе, в зависимости от падения давления в результате естественного истощения конденсатного пласта. Объемы жидкости относятся к начальному поровому пространству, занятому углеводородами на 100 $м^3$.

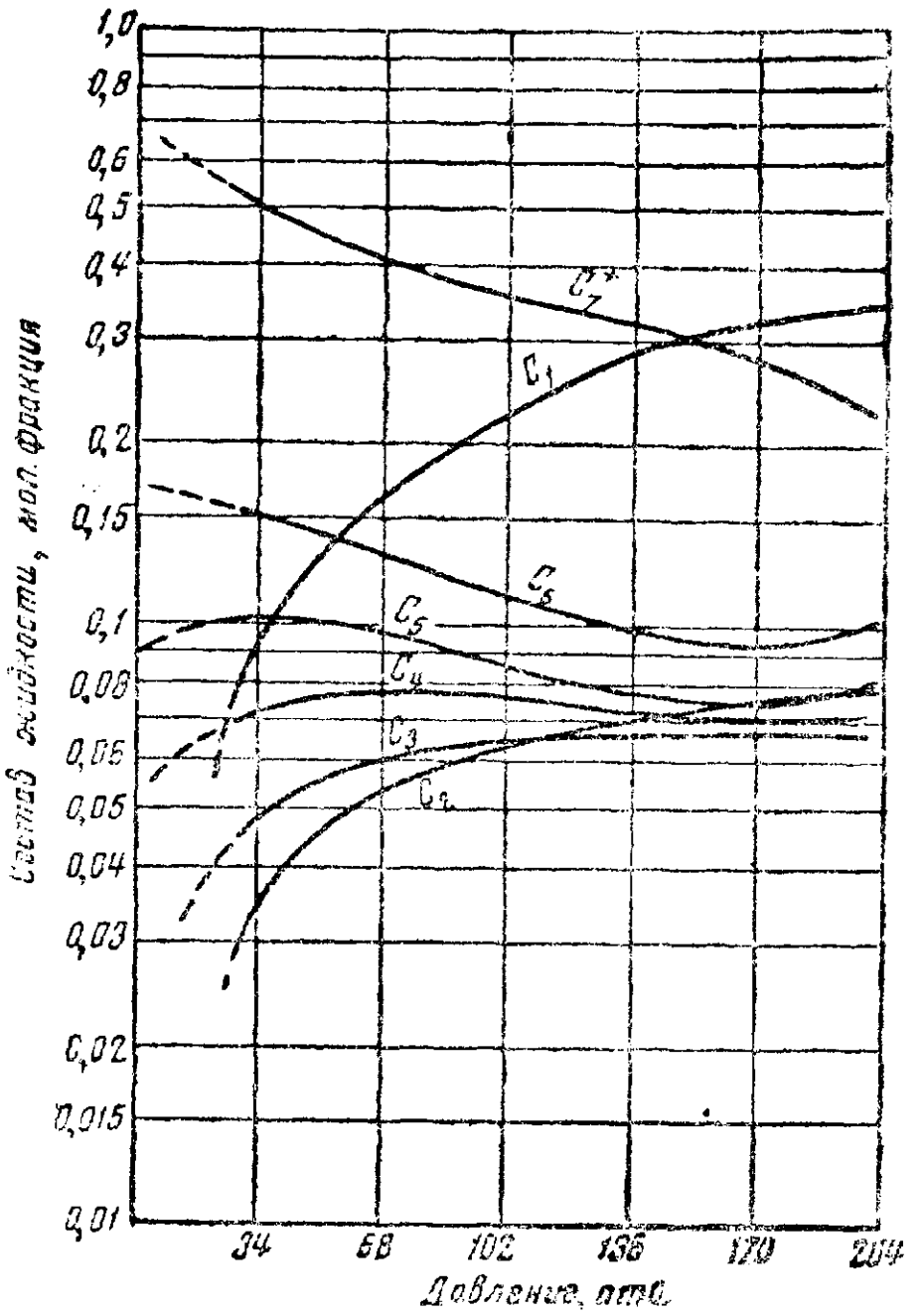
1 — C_4+ в добываемом газе; *2* — общее количество жидкости; *3* — фракция C_4+ при 15,5° С.

Детальное изменение состава фазы сконденсированной жидкости в пласте изображено на фиг. 183. Концентрация легких и более летучих компонентов — метана, этана и пропана — непрерывно понижается с уменьшением давления [1]. Одновременно концентрация наиболее тяжелого компонента C_7+ монотонно увеличивается.

---

[1] Состав первой жидкой фазы, образующейся при падении давления, должен быть тождественным с составом любой пластовой жидкости или сырой нефти, насыщенной газом, лежащим ниже или в равновесии с газом конденсатного пласта в точке конденсации.

Концентрация промежуточных составляющих сначала несколько падает, затем усиливается для различных интервалов давления и для C_4 и C_5 вновь снижается в интервале более низкого давления. Плотность жидкой фазы с убыванием давления непрерывно повышается.



Фиг. 183. Экспериментальные кривые изменения состава жидкой фазы углеводородного содержимого пласта, приведенного на фиг. 182.

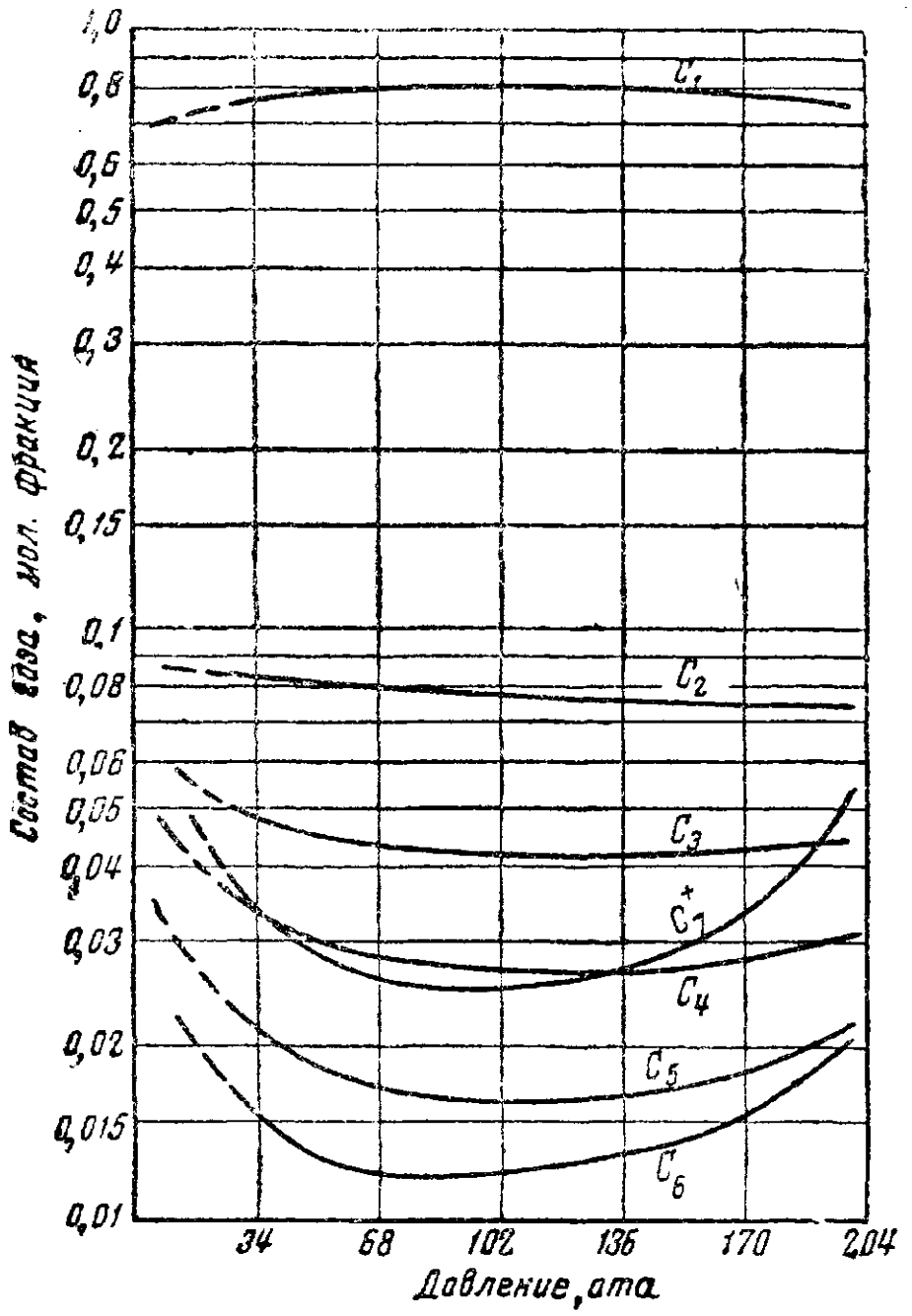
Состав газовой фазы или добытого газа, соответствующий фиг. 182 и 183, приведен на фиг. 184 по отношению к давлению. Общее поведение ожижаемых компонентов C_4 и более тяжелых повторяет поведение комплексной кривой C_4+ на фиг. 182. Концентрации летучих составляющих C_1 до C_3 меняются не резко по сравнению с начальными значениями в жидкости на точке конденсации. Такие кривые особенно ценны для установления характера продукта, извлекаемого из пласта, при любом состоянии истощения и суммарной добычи конденсата. Так, общее число молей i-го компонента N_i на единицу объема пластового пространства, занятого углеводородами, извлеченных к моменту падения давления от своего первоначального значения p_i до p, равно

$$N_i = \frac{1}{RT} \int_p^{p_i} \frac{n_i dp}{Z}, \qquad (1)$$

где n_i — текущая концентрация фракции в молях, указанная на фиг. 184; R — газовая постоянная на моль; T — пластовая температура; Z — коэффициент отклонения для газа, который можно вычислить с удовлетворительной точностью, исходя из его состава.

С практической стороны допущение медленного изменения значения Z и пренебрежение объемом жидкой фазы, налагаемые уравнением (1), не должны вызывать серьезных ошибок. Из

общей добычи в молях, вычисленной согласно уравнению (1), можно подсчитать общую добычу жидкой фазы для разных групп тяжелых компонентов. Кроме того, можно рассчитать путем применения равновесных соотношений (параграф 2.10) разделение всех компонентов на поверхности между газовой и жидкой фазами; их индивидуальные доли участия в общей добыче могут быть определены в зависимости от давления. Общая добыча, подсчитанная по такому методу для другого конденсатного пласта, приведена на фиг. 185. Кривая, обозначенная термином «устойчивый конденсат», показывает общую жидкую фазу, полученную в мерниках через сепараторы.



Фиг. 184. Экспериментальные кривые изменения состава добываемых углеводородных жидкостей для систем, приведенных на фиг. 182.

Первоначальное углеводородное содержание пластовых жидкостей, к которому относится фиг. 185, было соответственно рассчитано на 1000 $м^3$ порового пространства: 97,95; 104,78; 118,83 и 132,44 $м^3$ для n-C_5+; i-C_5+; n-C_4+; i-C_4+.

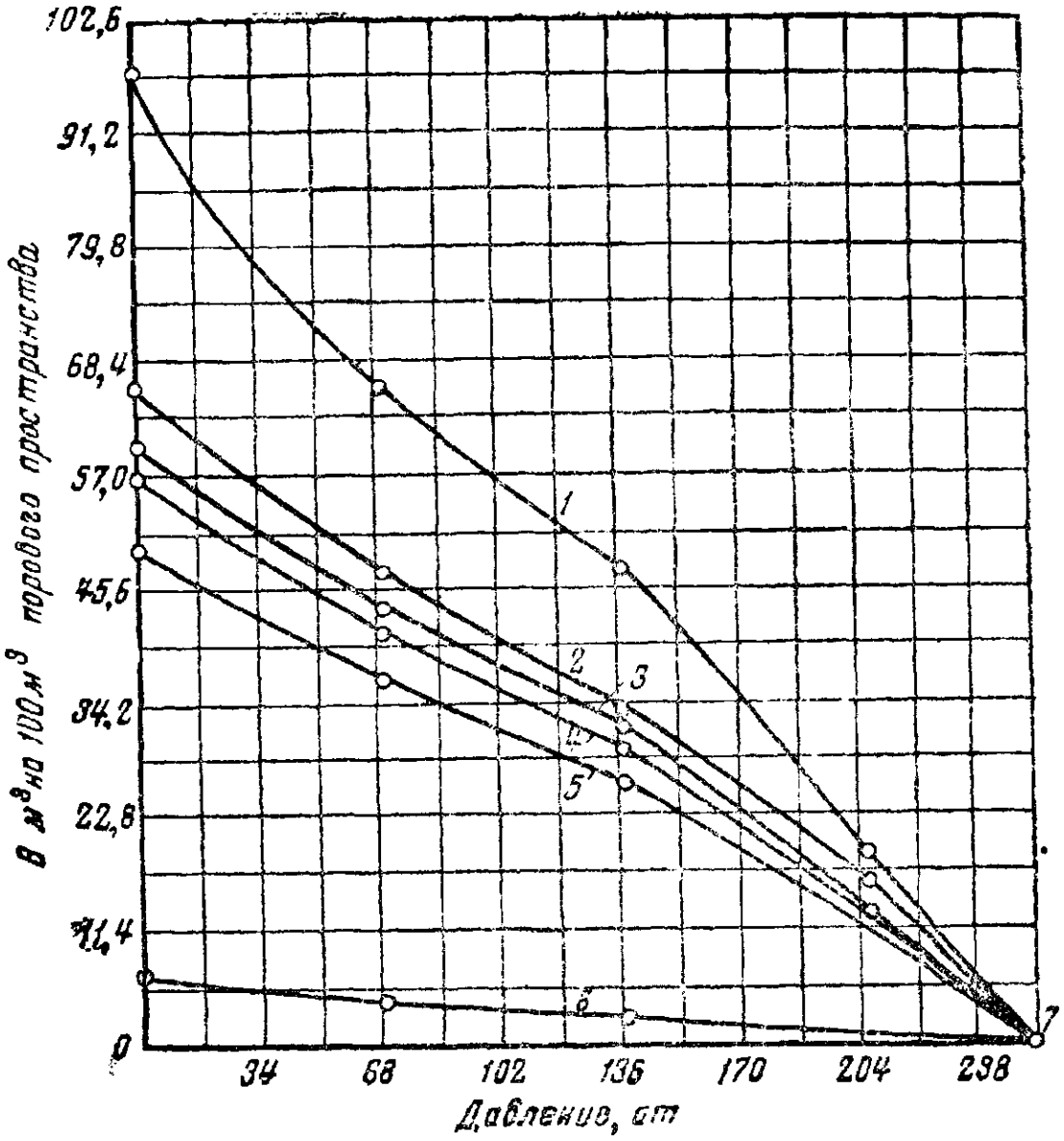
Из фиг. 185 видно, что если пласт разрабатывается простым истощением до давления 34 *ат*, общая отдача конденсата составляет 48,16 $м^3$ n-C_5+; 54,72 $м^3$ i-C_5+; 63,73 $м^3$ n-C_4+ и 76,61 $м^3$ i-C_4+ на 10^3 $м^3$ порового пространства. Это соответствует 49,2; 52,2; 53,6; 57,8% первоначального содержания углеводородов в пласте; 50,8; 47,8; 46,4 и 42,2% этих компонентов остались бы в пласте, если бы он работал путем истощения давления до 34 *ат*.

Кривые на фиг. 185, полученные при помощи интегрирования кривых состава (фиг. 184), с применением уравнения (1) [1] относятся к общему извлечению жидкого продукта из фонтанной струи в скважине.

---

[1] Обычно изменением величины Z пренебрегают, и площади, охваченные кривыми на фиг. 134, приняты эквивалентами интеграла уравнения (1).

Жидкости со скважин пропускаются через установки для извлечения углеводородов с тем, чтобы удалить конденсируемые компоненты из сепараторных газов. Если бы только извлекались устойчивые жидкие компоненты дегазированного конденсата без полной обработки газа, то было бы получено его значительно меньше от первоначального содержания конденсируемых углеводородов в пласте. Эта разница приобретает все большее значение



Фиг. 185. Экспериментальные кривые суммарной добычи более тяжелых компонентов из газоконденсатной жидкости, полученной в результате естественного истощения пластового давления.

1 — общее количество изобутана, плюс; *2* — общее количество изопентана, плюс; *3* — устойчивый конденсат; *4* — общее количество *н*-пентана, плюс; *5* — *н*-пентан плюс в жидкости; *6* — *н*-пентан плюс в газе; *7* — точка конденсации — 257 *am*.

по мере увеличения газового фактора, так как большие объемы газа могут захватывать соответственно большие количества конденсируемого вещества. В некоторых случаях в газовой фазе остается столько же конденсируемого жидкого продукта, сколько его непосредственно извлекается, так что добыча компонентов C_4+ без извлечения при помощи экстракционной установки или многоступенчатой сепарации может равняться половине добычи, соответствующей кривым на фиг. 185. Добыча конденсата, не учитывая переработки газа, определяется из вычисления существующей сепарации газа от жидкости на любой системе сепа-

ратора, исходя из состава добываемой пластовой жидкости, характеризующегося кривыми согласно фиг. 184, а также путем интегрирования уравнения (1) на всем интервале падения давления.

Дополнительные численные примеры по исследованию общего режима естественных конденсатных пластов при нормальном истощении показывают, что добыча устойчивого конденсата при истощении пластового давления составляет от 44,5 до 65,8% начального содержания углеводородов в пласте для изученных шести месторождений.

Соответствующие потери в пласте колеблются от 55,5 до 34,2%. Необходимо отметить, что весь добываемый устойчивый конденсат извлекается путем трехступенчатой сепарации.

В противоположность нефтяным пластам процесс истощения в конденсатных системах не зависит от динамических характеристик пласта. Предполагается также, что конденсатная залежь не представляет значительного объекта для заводнения. Зависимость между общей добычей и средним давлением можно получить согласно уравнению (1) из следующего выражения:

$$\bar{P} = \int_{p}^{p_i} \frac{dp/p_i}{Z/Z_i}, \qquad (2)^1$$

где $\bar{P}$ — суммарная добыча, выраженная долей общего начального молевого содержания; p_i, Z_i — начальное давление и коэффициент отклонения пластового газа. При построении уравнения (2) конденсация жидкости не учитывается в отношении объемного замещения газовой фазы подземного резервуара и его углеводородного содержания. Объем, занятый пластовым конденсатом, обычно мал. Хотя значительная часть всего конденсируемого компонента углеводородной смеси может быть сохранена в пласте в жидкой фазе, она представляет только небольшую часть общего молевого содержания углеводородов в пласте.

Так как Z представляет медленно изменяющуюся функцию давления, уравнение (2) налагает условие приближенного линейного убывания давления в зависимости от общей добычи в молях. Выражая падения давления через добычу конденсата, можно получить, что оно убывает быстрее линейной зависимости до уровня давления максимума ретроградной конденсации вследствие роста газовых факторов (фиг. 182). При еще более низких давлениях наклон кривой «давление — дебит» должен несколько уменьшаться с уменьшением газового фактора.

---

[1] Уравнение (2) количественно справедливо для месторождений с «сухим» газом, где нет пластового конденсата, либо вследствие того, что состояние пластового газа лежит на нижнем отрезке кривой точки конденсации, либо потому, что температура крикондентерма ниже температуры пласта.

Для начальной характеристики конденсатного пласта газоконденсатный фактор может указывать «жирный» ли газ в нем, или «тощий».

Принято, что газоконденсатный фактор 2700 $м^3/м^3$ или ниже характеризует жирный газ, а если он превышает 7200 $м^3/м^3$, то пластовый газ тощий.

Необходимо отметить, что для строгой оценки конденсатных пластов термины «газ» и «жидкость» не имеют количественного значения. Согласно фиг. 184, газ, поступающий из пласта в скважины, значительно меняется по составу в процессе эксплуатации. Это изменение отражает основное явление ретроградной конденсации в пласте и удержание конденсированной жидкой фазы в продуктивном коллекторе, если режим последнего подчиняется истощению давления. Как следует из фиг. 183, состав пластовой жидкой фазы может меняться очень сильно в течение всего периода эксплуатации залежи. Противоположностью жидкой фазы, являющейся основой для уточнения углеводородов, добываемых из конденсатного пласта, является, очевидно, их групповой состав.

Иногда общее содержание C_4+ в пласте или добываемой жидкости делится на «заводской продукт» и газ. Заводской продукт соответствует общей устойчивой жидкой фазе, которая извлекается обычно на установках по переработке газа. При детальных промышленных оценках проектов разработки конденсатных пластов бывает необходимо дальнейшее подразделение добываемой жидкости на иные компоненты; например, «устойчивый конденсат», «газолиновые фракции», «сжиженные газы» и т. д., которые уточняются в отдельности по составу. Однако учет компонентов, выражая их через C_4+ и C_7+, часто достаточен для предварительных целей промышленной оценки.

Можно вывести также уравнение материального баланса для конденсатных пластов из уравнения 6.5(6), полученного для месторождений нефти и не содержащего допущений, лежащих в основе уравнения (2). Однако вместо характеристик $p - v - T$ для пластовых жидкостей оно включает такие эмпирические свойства газовой и жидкой фаз, что их определение носит, примерно, такой же сложный характер, что и экспериментирование, необходимое для получения кривых на фиг. 182—185. Вследствие строгого ограничения его применимости это уравнение здесь не разбирается. Поскольку дело касается самого конденсатного пласта, уравнение (2) и простые видоизменения его для случаев закачки газа или поступления краевой воды удовлетворяют большинству практических целей.

10.4. Циркуляция газа в пласте. Общие соображения. Согласно уравнению 10.3(2) частичная добыча молевого содержания углеводородов из конденсатного пласта равна приближенно частичному падению пластового давления. Отсюда, если начальное давление в пласте составляет 272 *ат*, то примерно 87,5% первоначального углеводородного содержания будет извлечено

к моменту падения давления до 34 *ат*. Однако около половины тяжелых компонентов (C_5+) может еще оставаться в пласте ввиду ретроградной конденсации.

Промышленное значение потерь жидких продуктов в пласте благодаря конденсации зависит от обилия конденсата в пластовой жидкости, начального газового фактора и фактических потерь от ретроградной конденсации. В принципе можно предотвратить большую часть этих потерь путем «циркуляции» газа в пласте.

Циркуляция представляет процесс закачки «сухого» газа в конденсатный пласт для замещения отбираемого пластового «жирного» газа, поддержания пластового давления[1] и предупреждения ретроградной конденсации жидкой фазы в пористой среде. С физической стороны циркуляция газа является положительным фактором; ее практическое значение определяется всецело промышленным[2] балансом между стоимостью операций по закачке и приростом добычи конденсата по сравнению с процессом истощения пластового давления. В основном это определяется дополнительными расходами по проходке нагнетательных скважин, сжатию обработанного газа до давлений, существующих на головке нагнетательных скважин, и расходом газа, обеспечивающим эффективность процесса на определенном этапе.

Объем закачиваемого газа определяется произведением остаточного нефтесодержания в единице углеводородного порового объема (в результате истощения давления) на общий поровый объем углеводородов, вытесняемых нагнетаемым газом на протяжении всего эксплуатационного периода при условии, что имеются установки по переработке газа как при циркуляции последнего, так и без нее. Потери от ретроградной конденсации, являющиеся основной причиной применения циркуляции газа, определяются соответствующим экспериментом и анализом пластовых жидкостей. Пластовый объем, вытесняемый сухим газом, контролируется в значительной степени геометрией размещения нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также однородностью продуктивного коллектора.

10.5. Аналитическое определение эффективности вытеснения при циркуляции газа. Основной метод расчета эффективности вытеснения при циркуляции газа аналогичен принятому для установившегося состояния течения однофазной жидкости при работах по вторичной эксплуатации.

Так как объемы закачки сухого газа в процессе циркуляции часто равны отборам жирного газа, то представление об устано-

---

[1] Это мероприятие можно осуществить и путем закачки воды.

[2] При осуществлении циркуляции сепараторный газ пропускается через установки для извлечения конденсируемых углеводородов и возвращается уже обедненным обратно в пласт. Дополнительная добыча жидкого продукта обычно представляет большую часть общего прироста последнего от проводимых операций по закачке газа.

вившемся состоянии течения дает довольно точное приближение. Допущение равных вязкостей и коэффициентов отклонения для сухих и жирных газов влечет за собой крайне малые ошибки в анализе по сравнению с основным допущением об идеальной однородности пласта, которое лежит фактически в основе всех аналитических теорий.

В целях упрощения анализ вытесняющей способности нагнетаемого газа проводится при допущении, что пластовая жидкость несжимаема. Вытесняющая способность, размещение скважин и фронт нагнетания для течения газового потока не повторяют строго подобных же процессов для жидкостей, но получаемая разница не имеет особого значения при условии, что общий перепад давления между нагнетательными и эксплуатационными скважинами не очень велик.

В противоположность площадному переплетающемуся распределению нагнетательных и эксплуатационных скважин, обычно применяющемуся при вторичной эксплуатации, размещение скважин при циркуляции газа обычно характеризуется разделением нагнетательных от эксплуатационных скважин. Вследствие ограниченного потенциала извлекаемых запасов в конденсатных пластах[1] и их большой средней глубине залегания необходимо сокращать затраты на бурение скважин для удешевления стоимости конденсата.

В конденсатных месторождениях часто применяют размещение скважин приблизительно 128 *га* на скважину. Большая плотность скважин укорачивает эксплуатационную жизнь залежи. Стоимость скважин и установок для переработки газа, а также компрессорных станций большой мощности строго ограничивает уплотнение скважин на промысле. Обычно число нагнетательных скважин значительно меньше числа эксплуатационных скважин.

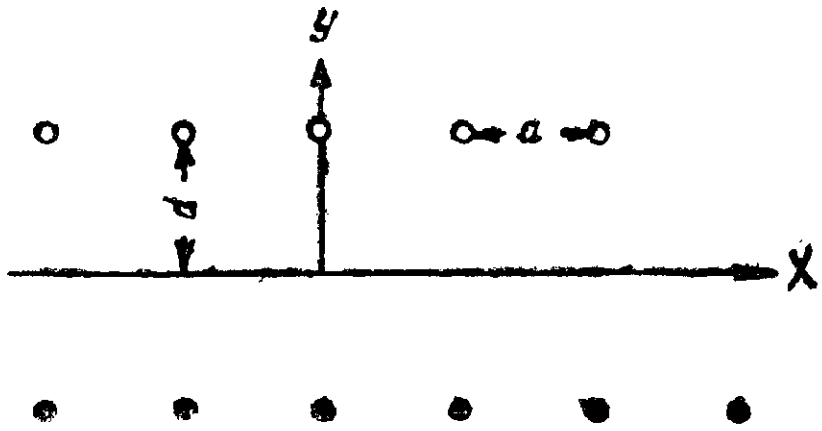
Для эффективного использования ограниченного числа скважин, пробуренных для разработки конденсатной залежи, нагнетательные и эксплуатационные скважины располагаются вдоль контуров пласта. Если площадь пласта приблизительно прямоугольна, то нагнетательные скважины закладывают на одной стороне пласта, а эксплуатационные скважины на противоположной стороне для создания эффекта промывки его газом от «края и до края». Нагнетательные скважины можно также закладывать и в центральной части пласта, а эксплуатационные скважины вдоль периферии продуктивного коллектора, или, наоборот, нагнетательные скважины размещаются вдоль границ, а эксплуатационные — в центральной части. Размещение скважин должно соответствовать общей геометрии исследуемого пласта.

Внутреннее распределение скважин при одной и той же степени уплотнения дает возможность более гибко контролировать

---

[1] «Жирный» газ, который добывается из пласта при газовом факторе 1800 $м^3/м^3$ конденсата, содержит последний в количестве 300 $м^3/га\,м$ пластового объема при давлении 300 *ат*, температуре 93° С, коэффициенте отклонения 0,9, пористости пласта 25%, насыщении связанной водой 25%.

работы по закачке газа, иметь более полные сведения о характеристике пласта и возникновении канального прохождения газа в последнем, а также устанавливать влияние неоднородности пласта. Суммарная вымывная способность газа в однородных пластах выше для больших расстояний между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Застойные участки в пласте при размещении скважин для циркуляции газа часто концентрируются вокруг эксплуатационных скважин вследствие образования языка нагнетаемой жидкости при поступлении ее в область местного распределения давлений, создаваемого эксплуатационными скважинами. Эти застойные участки не зависят от конструкции нагнетательных скважин и их размещения при условии, что относительные дебиты скважин при эксплуатации и нагнетании поддерживаются постоянными, пока среднее расстояние между скважинами одного и того же профиля значительно меньше среднего расстояния между скважинами различного типа. Отсюда потеря конденсата в этих неомываемых газом участках уменьшается по мере увеличения общей площади, находящейся под действием процесса циркуляции, или расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами.



Фиг. 186. Схема размещения скважин параллельными рядами при циркуляции газа в пласте.

Светлыми кружками обозначены эксплуатационные скважины, а черными кружками — нагнетательные скважины.

Ниже приведен анализ промывки пласта газом от одного его края до другого между параллельными единичными рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин [1].

Помещая для удобства ось x параллельно нагнетательным и эксплуатационным скважинам на равном расстоянии от них (фиг. 186), можно получить формулу для распределения давления:

$$p(x, y) = \frac{Q\mu}{4\pi kh} \lg \frac{\operatorname{ch} 2\pi (y - d)/a - \cos 2\pi x/a}{\operatorname{ch} 2\pi (y+d)/a - \cos 2\pi x/a}, \qquad (1)$$

где Q — расход при нагнетании и отборе, приведенный к пластовым условиям скважин в обоих рядах; μ — вязкость газа; k — проницаемость; h — мощность продуктивного коллектора; a —

[1] Рассматриваемый анализ показывает только основные характеристики сеток размещения скважин при циркуляции газа, где нагнетательные и эксплуатационные скважины лежат на противоположных сторонах пласта вдоль контуров последнего. Анализ основывается на допущении бесконечной площади пласта. Допущение среды с бесконечной протяженностью производится также для разбора кругового размещения скважин, хотя в обоих случаях можно рассматривать также и системы пластов конечной протяженности.

расстояние между скважинами в ряду; $2d$ — расстояние между рядами.

Скорость течения жидкости между нагнетательными и эксплуатационными скважинами по оси y выразится

$$v_y = -\frac{k}{\mu\bar{f}}\frac{\partial p}{\partial y}\Bigg|_{x=0} = -\frac{Q}{2a\bar{f}h}\,\frac{\operatorname{sh} 2\pi d/a}{\operatorname{sh}\pi(y-d)/a\,\operatorname{sh}\pi(y+d)/a}, \qquad (2)$$

где $\bar{f}$ — пористость вытеснения, т. е. произведение пористости на часть порового пространства, занятого сухим газом.

Минимум времени прохождения газа между нагнетательными и эксплуатационными скважинами будет:

$$t = 2\int_0^d \frac{dy}{v_y} = \frac{2\bar{f}a^2h}{Q}\left(\frac{d}{a}\operatorname{cth}\frac{2\pi d}{a} - \frac{1}{2\pi}\right), \qquad (3)$$

что дает эффективность вымывания E:

$$E = \frac{Qt}{2adh\bar{f}} = \operatorname{cth}\frac{2\pi d}{a} - \frac{a}{2\pi d}. \qquad (4)$$

Отсюда видно, что E возрастает равномерно от 0 при $d/a \ll 1$ до 1 при $d/a \gg 1$. Так, для $d/a = 0{,}1$; 1 и 5 E соответственно равно 0,204; 0,841; 0,968. Неомываемая площадь на каждую пару скважин — нагнетательную и эксплуатационную — будет

$$A = 2ad\left(1 - \operatorname{cth}\frac{2\pi d}{a}\right) + \frac{a^2}{\pi}. \qquad (5)$$

Отсюда для $d/a \geqslant 1$ непромытая газом площадь в момент начального поступления сухого газа в эксплуатационные скважины имеет постоянное значение a^2/π независимо от точного значения d. Уравнения (4) и (5) подтверждают повышение вымывной способности с увеличением интервалов между нагнетательными и эксплуатационными скважинами.

Уравнение (1) описывает также распределение давления между непрерывной напорной линией при $y = 0$ и линией эксплуатационных скважин вдоль $y = d$. Эффективность вымывания дана уравнением (4) и для последнего случая, хотя фронт нагнетаемого агента при этом будет совершенно иным. Застойные участки в пласте на эксплуатационную скважину равняются половине A, указанного уравнением (5), для размещения скважин параллельно линейным контурам пласта. Закачка газа по периферии в круговое кольцо скважин на бесконечной площади с одновременной эксплуатацией пласта в центре его (фиг. 187) и то же размещение скважин, но при обратном расположении

нагнетательных и эксплуатационных скважин, также могут рассматриваться аналитически по указанной теории.

Можно показать, что функции распределения давления и потока p и ψ даны соответственно реальной и мнимой частями комплексной потенциальной функции:

$$p + i\psi = \frac{Q\mu}{2\pi kh}\left[\lg z - \frac{1}{n}\lg\left(z^n - R^n\right)\right], \qquad (6)$$

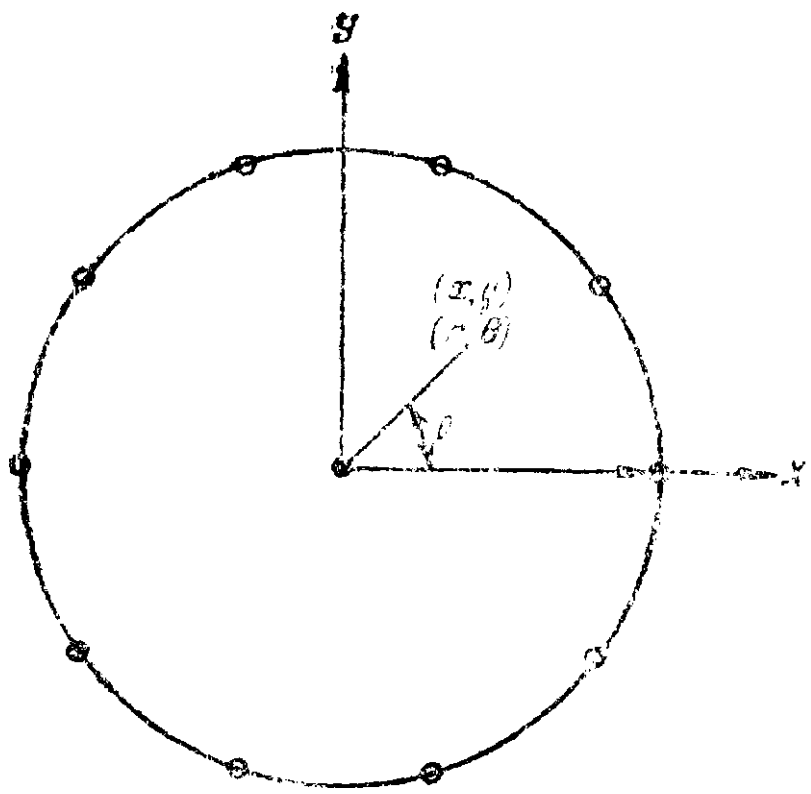
где R — радиус кольца; Q — дебит нагнетания или отбора для центральной скважины; z — комплексная переменная координат $x + iy$, или $re^{i\theta}$ (фиг. 187).

Из уравнения (6) следует, что

$$p(r, \theta) = \frac{Q\mu}{2\mu kh}\left[\lg r - \frac{1}{2n}\lg\left(r^{2n} + R^{2n} - 2r^n R^n \cos n\theta\right)\right] + \text{const}. \qquad (7)$$

Скорость течения жидкости между нагнетательной и эксплуатационной скважинами вдоль $\theta = 0$ тогда будет

$$v_r = -\frac{k}{\mu f}\left(\frac{\partial p}{\partial r}\right)_{\theta=0} = -\frac{Q}{2\pi h f r}\cdot\frac{R^n}{R^n - r^n}. \qquad (8)$$



Фиг. 187. Схема кругового размещения скважин при циркуляции газа в пласте.

Светлыми кружками обозначены нагнетательные скважины, а черными кружками — эксплуатационные скважины.

Время прохождения между нагнетательной и эксплуатационной скважинами будет

$$t = \int_R^0 \frac{dr}{v_r} = \frac{\pi h f n R^2}{Q(n+2)} \qquad (9)$$

и эффективность вымывания для площади, заключенной в кольце скважин,

$$E = \frac{n}{n+2}. \qquad (10)$$

Для единичной пары нагнетательных и эксплуатационных скважин ($n = 1$) уравнение (10) дает $E = 1/3$.

Уравнение (10) также показывает, что эффективность вымывания с увеличением n быстро приближается к единице и прирост конденсата, связанный с наличием дополнительных скважин, понижается в отношении $2/(2+n)^2$.

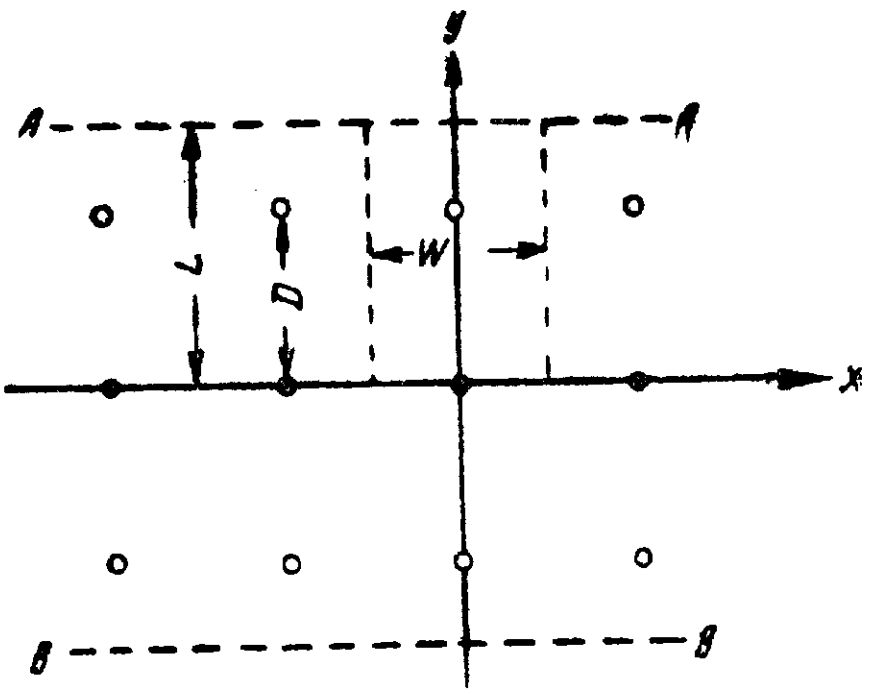
Аналогично можно показать, что если нагнетательные и эксплуатационные скважины одинаково расположены под углом

$2\pi\, m/n$, где $m<n$ на концентрических кольцах радиусов с отношением R, то эффективность вымывания будет

$$E=\frac{n}{R^2(R^n-1)}\left[\frac{R^{n+2}-1}{n+2}-\frac{R^n-R^2}{n-2}\right];\quad n\neq 2, \qquad (11)$$

при $R\gg 1$ уравнение (11) приводится к виду уравнения (10). Но при умеренных значениях R и n имеется заметная разница между эффективностью вымывания для концентрических колец и кольца с единичной центральной скважиной. Так, если $R=5$, а $n=3$, то уравнение (11) дает $E=0{,}508$, в то время как уравнение (10) дает $E=0{,}60$. Для $R=10$, $n=3$ уравнение (11) дает $E=0{,}574$. Этот вывод налагает условие, что эффективность вымывания возрастает с увеличением расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами.

Основываясь на теории потенциала, были определены аналитическим путем характеристики размещения скважин при условии одного ряда нагнетательных скважин между двумя рядами эксплуатационных. Из фиг. 188 видно, что нагнетательные скважины заложены вдоль центральной оси пласта, а эксплуатационные скважины по обе стороны от нее, или же наоборот. Контуры пласта даются посредством AA, BB. Геометрия этой системы определяется отношением длины к ширине основного прямоугольника L/W и соотношением расстояния между нагнетательной и эксплуатационной линиями к ширине W, т. е. D/W (фиг. 188). На фиг. 189—190 приведены кривые, полученные аналитическим путем для $D/W=1{,}25$ и $1{,}75$ соответственно, причем в каждом случае $L/W=1{,}75$. В левой части фиг. 189—190 построены изобары (p — постоянная) и линии тока (ψ — постоянная). В правой части даны фронты нагнетаемой жидкости. На каждом из них указаны доля жирного газа в отбираемом дебите, общего вытесненного жирного газа и расход сквозного потока, деленный на количество газа, первоначально содержавшегося в пласте.



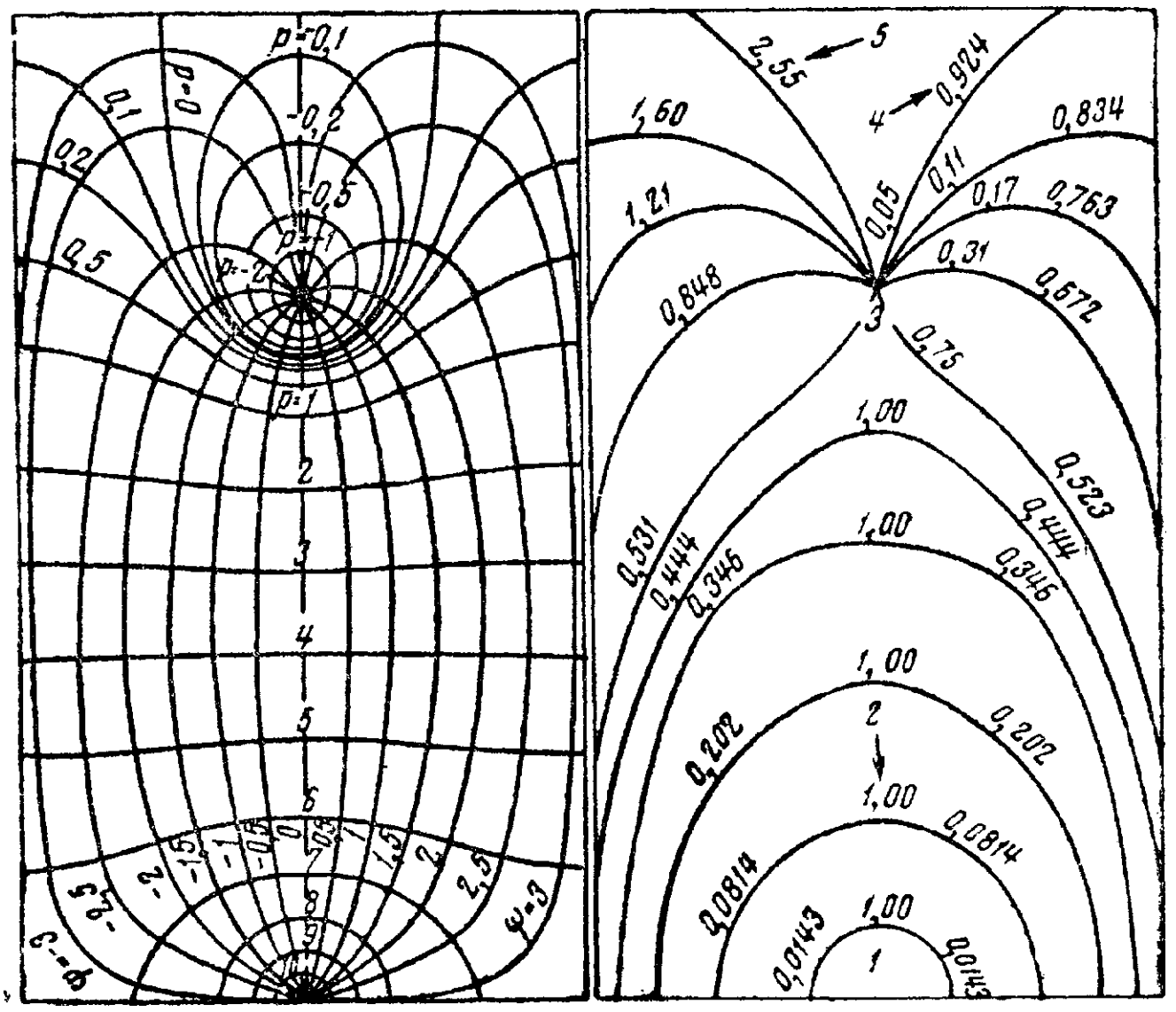
Фиг. 188. Схема двустороннего размещения скважин параллельными рядами при циркуляции газа в пласте.

Светлыми кружками обозначены эксплуатационные скважины, а черными кружками — нагнетательные скважины.

Фиг. 189—190 и расчеты, проведенные для других случаев, вновь дают рост эффективности вымывания по мере того, как расстояние между нагнетательными и эксплуатационными сква-

жинами увеличивается. Так, на фиг. 189 $E = 0{,}492$, а на фиг. 190, где эксплуатационные скважины заложены по границам пласта [1], $E = 0{,}741$. Если $D/W = 1{,}00$ с $L/W = 1{,}75$, то E падает до 0,369, или половины значения при $D/W = 1{,}75$.

Следует отметить, что бо́льшая часть прироста добываемого конденсата в связи с увеличением расстояния между нагнетательной и эксплуатационной линиями получается благодаря



Фиг. 189. Расчетные кривые распределения давления p и линий тока ψ, а также фронта нагнетаемого газа при двустороннем параллельном размещении скважин для циркуляции газа в пласте, где $L/W = 1{,}75$ и $D/W = 1{,}25$; L — половина ширины продуктивного пласта; D — расстояние между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин; W — расстояние между скважинами внутри рядов.

1 — нагнетательная скважина; *2* — фракция жирного газа в движущемся потоке; *3* — эксплуатационная скважина; *4* — фракция жирного газа в добыче; *5* — отношение количества циркулирующего газа к первоначальному запасу его в пласте.

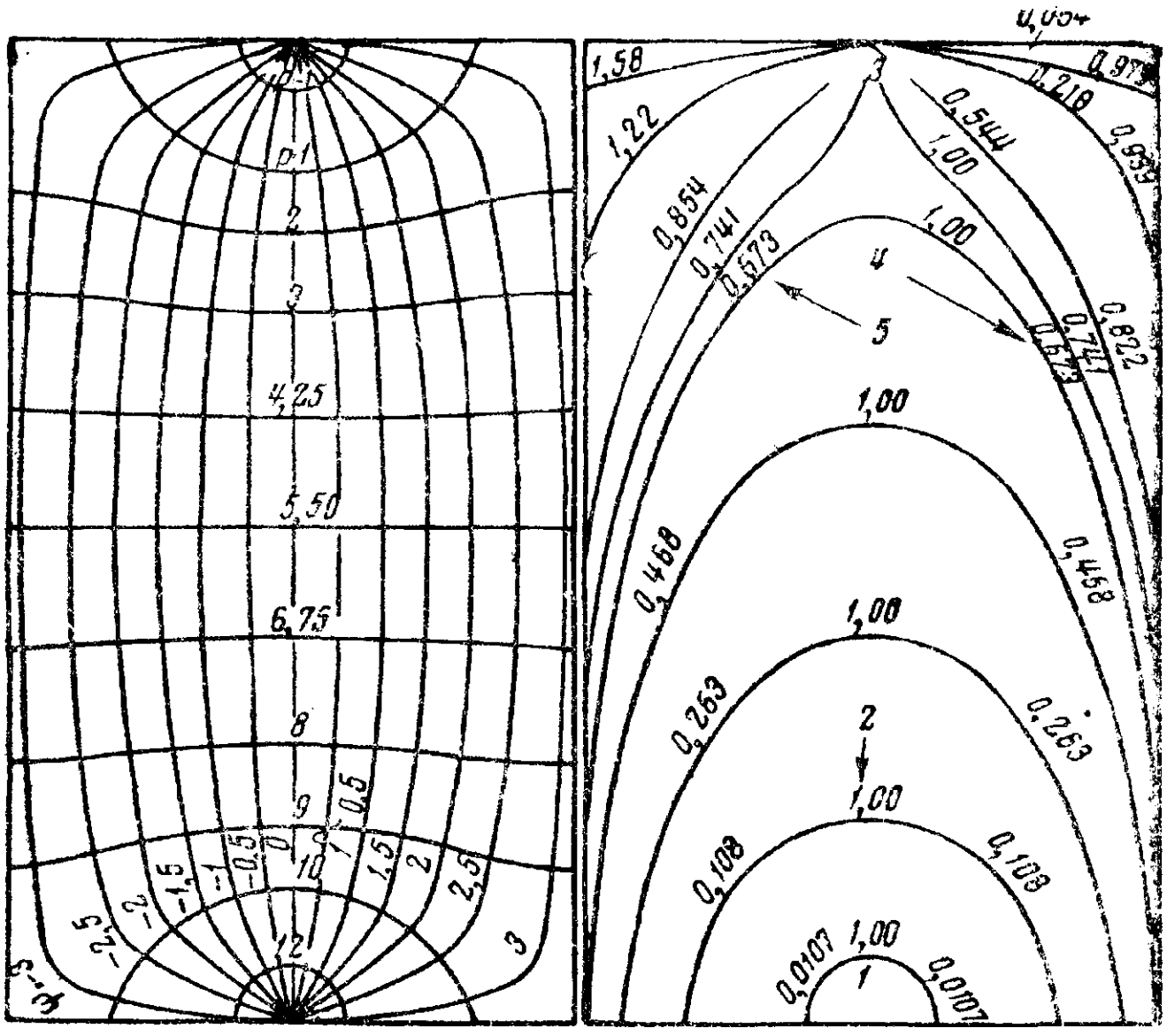
улучшению промывки пласта газом за эксплуатационными скважинами, т. е. на площади между последними и принятыми границами пласта AA, BB. Эффективность вымывания в долях общей площади пласта меняется при изменении D/W от 1,00; 1,25; 1,50 до 1,75, как 0,369; 0,492; 0,633 и 0,741; в долях же площади между нагнетательной и эксплуатационной линиями эта эффективность будет соответственно 0,646, 0,689, 0,738, 0,741.

---

[1] Этот особый случай также дает эффективность вымывания при вытеснении «от края и до края» в пласте конечной протяженности со скважинами, расставленными вдоль естественных границ при $d/a = 0{,}875$.

Состав добываемого газа, выраженный фракционным содержанием жирного газа для двустороннего напора, приведен на фиг. 191 для случаев, указанных на фиг. 189 и 190, а также для $D/W = 1{,}00$ и $D/W = 1{,}50$.

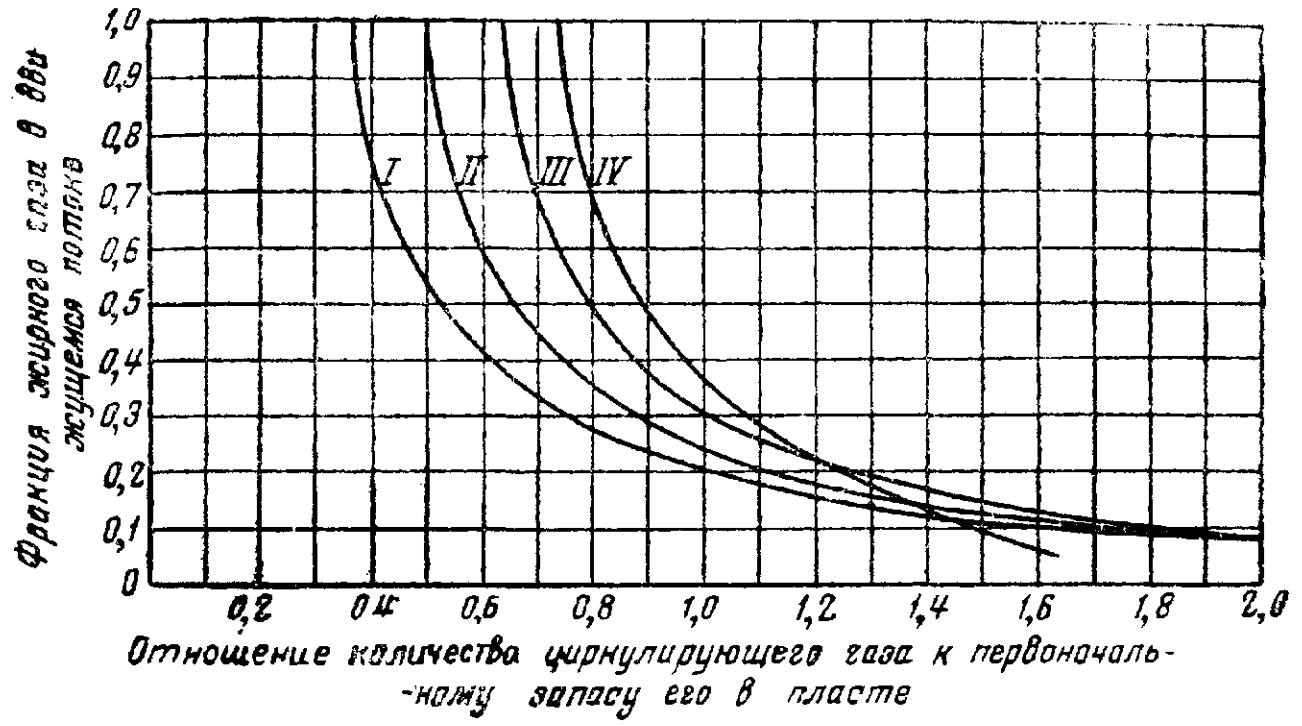
Таким образом, после прохождения через пласт объема газа, равного первоначальному газосодержанию пласта, концентрация жирного газа в нем для четырех рассмотренных систем колеблется от 19 до 36%, причем последнее значение относится



Фиг. 190. Расчетные кривые распределения давления p и линий тока ψ, а также фронта нагнетаемого газа при двустороннем параллельном размещении скважин для циркуляции газа в пласте, где $L/W = 1{,}75 = D/W$. Все обозначения взяты из фиг. 189.

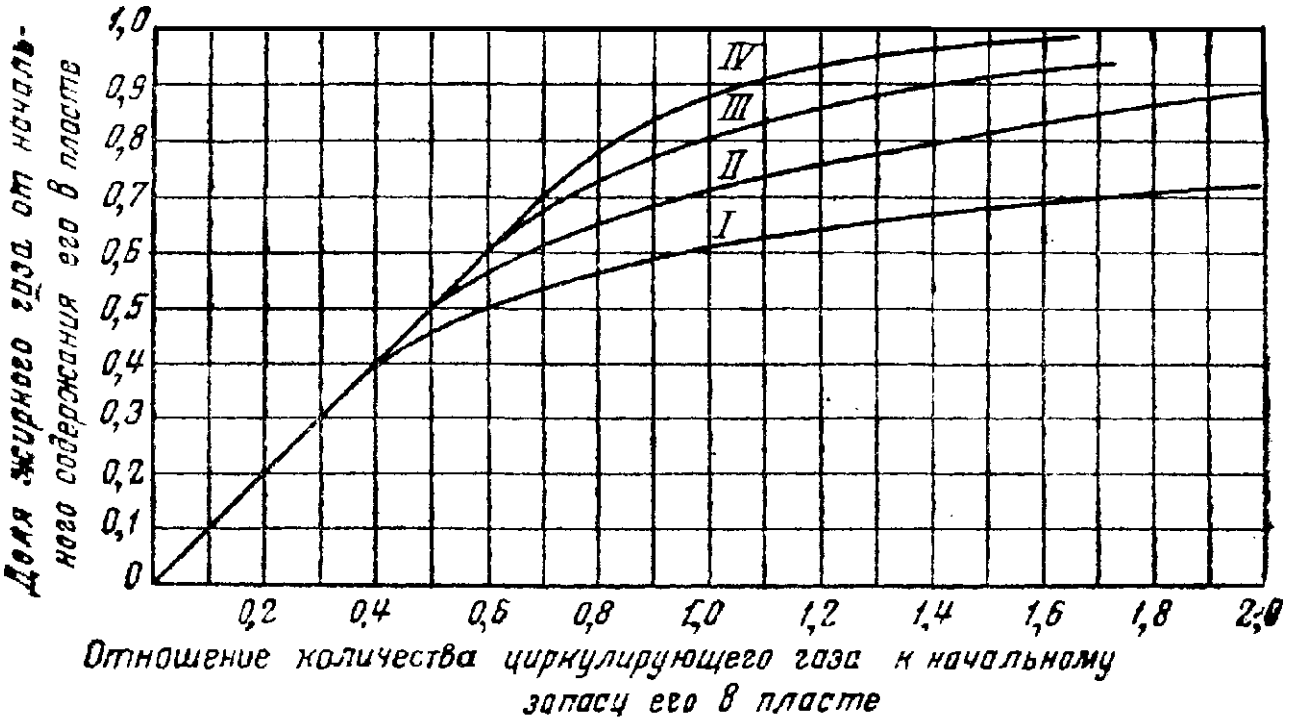
к максимальному расстоянию между нагнетательными и эксплуатационными скважинами. Весь переработанный газ к моменту падения концентрации в нем жирного газа до 15% для указанных четырех случаев равняется соответственно 1,26, 1,33, 1,46, 1,35 первоначального запаса газа в пласте. Эти значения, очевидно, пропорциональны общим срокам эксплуатации при равных расходах газа, проходящих через пласт. Получающаяся разница довольно мала, что говорит в пользу сетки скважин с небольшим расстоянием между эксплуатационными и нагнетательными линиями и самой низкой эффективностью вымывания. Однако общая отдача жирного газа зависит от эффективности вымывания.

На фиг. 192 приведена зависимость между общей добычей жирного газа и прошедшим через пласт объемом газа, соответствующего фиг. 191. Согласно фиг. 191 и 192 при содержании



Фиг. 191. Расчетные кривые состава добываемого газа для двустороннего размещения скважин при циркуляции газа в зависимости от количества циркулирующего газа для различного расстояния между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин D.

Кривые: $I - D/W = 1{,}0$; $II - D/W = 1{,}25$; $III - D/W = 1{,}5$; $IV - D/W = 1{,}75$; $L/W = 1{,}75$ для всех случаев.



Фиг. 192. Расчетные кривые изменения общей добычи жирного газа для двустороннего размещения скважин при циркуляции газа в зависимости от объема циркулирующего газа и для различного расстояния между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин D. Все обозначения взяты из фиг. 191.

жирного газа 15% общий отбор последнего составляет 64, 78, 90 и 96% соответственно от первоначального запаса жирного газа в пласте. Эта разница имеет большое промышленное значение по сравнению с разницей в общем количестве переработанного

газа; она показывает существенное преимущество большей эффективности вымывания для двустороннего размещения эксплуатационных скважин с бо́льшим расстоянием между нагнетательными и эксплуатационными линиями.

Необходимо подчеркнуть, что все указанные соображения относятся к пластам с равномерными проницаемостью и мощностью. Изучение систем циркуляции газа при помощи электрических моделей в основном ограничивается также пластами, представляющими единую зону. Колебания в проницаемости и мощности внутри единого горизонта можно исследовать при помощи потенциометрической модели. Когда известно, что пласт состоит из слоев с различной проницаемостью, изучение комплексного движения нагнетаемого газа требует дополнительного анализа наложенных процессов в отдельных зонах. Обычно это дает заметное снижение конечной эффективности вымывания. Теоретически время прорыва нагнетаемого газа, промывка эксплуатационной площади последним и эффективность вытеснения одинаковы при условии, что нагнетательные и эксплуатационные скважины меняются местами, и что давления у всех нагнетательных скважин одни и те же, равно как и давления во всех эксплуатационных скважинах одинаковы. Выбор между двумя возможностями зависит от практических соображений; например, относительной стоимости нагнетательных и эксплуатационных скважин, наличия ограничивающих нефтяных оторочек, подвижности залегающих подошвенных вод и т. д.

10.6. Теория потенциометрических моделей. Эффективность вытеснения для существующих сеток размещения скважин в двухразмерных однородных средах, можно определить при помощи электролитической модели. Однако потенциометрическая модель дает более точные результаты. С ее помощью можно получить анализ систем с изменяющейся проницаемостью и пористостью, которые не моделируются на электролитической модели; удобнее также исследовать при помощи потенциометра пласты с меняющейся мощностью.

Для однородных двухразмерных систем с постоянной мощностью существенная аналогия между электрической моделью и системой течения жидкости основывается на том, что электрический потенциал соответствует давлению, а плотность тока — расходу жидкости.

Такая аналогия справедлива для более сложных систем с меняющейся мощностью и проницаемостью. Однако конструкция электрической модели для получения точной аналогии требует тщательных решений.

Уравнение непрерывности для установившегося течения тока в электролитической среде и жидкости в пористом теле будет

$$\nabla \cdot \bar{i} = \nabla \cdot \bar{v} = 0, \qquad (1)$$

где $\bar{i}$, $\bar{v}$ — соответственно вектор плотности тока и вектор расхода массы жидкости. Так как все исследования на модели основываются, исходя из идеального представления о двухразмерности в системах течения — электрической и пористой средах, то уравнение (1) можно выразить законом Ома и Дарси как

$$\nabla \cdot \sigma \nabla V = 0 = \nabla \cdot \frac{\gamma k h}{\mu} \cdot \nabla p, \tag{2}$$

где σ — эквивалентная электропроводимость; V — напряжение; γ — плотность газа; k — проницаемость для газа; μ — его вязкость; h — местная эффективная мощность продуктивного коллектора; p — давление. Так как γ и μ в принципе представляют собой функции давления, то вторая половина уравнения (2) может быть формально упрощена до

$$\nabla \cdot kh \nabla \Phi = 0, \tag{3}$$

где

$$\Phi = \int \frac{\gamma}{\mu} dp. \tag{4}$$

Если имеется геометрическое подобие в площади у исследуемого пласта и модели и если у них одинаковое распределение источника и стока, соответствующее нагнетательным и эксплуатационным скважинам, то электрическая модель обладает распределением напряжения, тождественным, исключая масштабы, распределению для Φ при условии, что σ всюду пропорциональна kh. Изменчивость σ получают путем изменения глубины h_e — слоя электролита, так что

$$\sigma = \sigma_0 h_e = akh, \tag{5}$$

где σ_0 — удельная проводимость электролита; a — масштабный коэффициент. Таким образом, общее геометрическое подобие и колебания толщи электролита пропорциональны миллидарси-метр пласта и создают формальное равенство между распределением напряжения и Φ. Если подземный резервуар имеет равномерную проницаемость, то электролитическая ванна должна быть геометрически подобна карте изопахит.

Следует отметить, что пористость не учитывается конструкцией электролитической модели [1], хотя она входит в вывод, полученный из распределения давления для контуров фронта жидкостей. Основными критериями подобия модели и естественного подземного резервуара являются мощность, проницаемость и граничные условия. Основное назначение модели заключается в получении эмпирического количественного решения уравне-

---

[1] «Изообъем» или аналоги постоянного порового пространства, применявшиеся в некоторых исследованиях при помощи модели, не дают правильного распределения потенциала, за исключением случая, когда чистая углеводородная пористость и эффективная проницаемость являются постоянными.

ния (2) для распределения давления. Определение фронта нагнетаемой жидкости представляет по существу истолкование распределения давления, которое можно получить соответствующей численным, графическим или электрическим изменениям характеристик.

Скорость местного продвижения жидкости вдоль линий тока дана выражением

$$\frac{ds}{dt} = \frac{v}{\bar{f}} = \frac{k}{\mu \bar{f}} \left| \nabla, p \right| = \frac{k}{\bar{f}\gamma} \left| \nabla \Phi \right|, \qquad (6)$$

где v — местный объемный расход вдоль линии тока; $\bar{f}$ — пористость вытеснения, т. е. естественная пористость, помноженная на часть порового пространства, занятую поступающим в пласт газом[1]. Время передвижения по элементу с длиной ds вдоль линии тока будет

$$dt = \frac{\bar{f}\gamma ds}{k \left| \nabla \Phi \right|}. \qquad (7)$$

Отсюда, если распределение потенциала[2], представленное Φ, известно, то уравнение (7) допускает ступенчатое интегрирование времени продвижения фронта жидкости.

Для выполнения интегрирования при помощи распределения напряжения в потенциометрической модели можно ввести коэффициенты масштаба L, M как

$$ds_M = L ds_R; \quad V = M\Phi, \qquad (8)$$

где ds_M — линейное расстояние в модели; ds_R — соответствующее расстояние в пласте; M — фактическое отношение напряжения между двумя точками на модели к соответствующей разности Φ в пласте. Тогда уравнение (7) можно переписать так:

$$dt = \frac{Ma}{\sigma_0 L^2} \frac{\gamma h \bar{f}}{h_e} \frac{ds_M}{\left| \nabla V \right|}. \qquad (9)$$

Если падение потенциала ΔV измеряется вдоль линий тока над постоянным расстоянием между электродами Δs_m, то соответствующие инкременты времени перемещения жидкости следующие:

$$\Delta t = \frac{Ma}{\sigma_0 L^2} \frac{\gamma h \bar{f}}{h_e} \frac{\Delta s_m^2}{\Delta V}. \qquad (10)$$

---

[1] Экспериментально подтверждено, что при закачке и циркуляции газа по пласту не наблюдается заметного смешения между нагнетаемым сухим газом и вытесняемым жирным газом. В этом случае $\bar{f}$ — общая углеводородная пористость.

[2] Φ можно рассматривать как функцию потенциала, хотя оно и не удовлетворяет простому уравнению Лапласа.

Путем суммирования этих инкрементов вдоль индивидуальных линий тока можно построить поверхности постоянного времени. Они соответствуют, очевидно, разным фронтам нагнетаемой жидкости, или поверхностям раздела между нагнетаемой и вытесняемой жидкостями.

Необходимо отметить, что если коэффициент $\gamma h\bar{f}/h_e$ — переменная, то сумма величин обратных ΔV, недостаточна для количественного определения линии фронта нагнетаемого сухого газа. На практике необходимо принимать такие допущения, которые позволяют упростить уравнение (10). Так, если пренебречь изменениями проницаемости, то уравнение (10) приводится к

$$\Delta t = \frac{M}{kL^2}\gamma\bar{f}\frac{\Delta s_m^2}{\Delta V}, \qquad (11)$$

где k — однородная проницаемость для соответствующих жидкостей. Если $\bar{f}$ считать постоянной, то, за исключением ΔV, γ — единственая остающаяся переменная в уравнении (11). Так как γ меняется не резко в системах циркуляции газа, за исключением непосредственной близости к нагнетательным и эксплуатационным скважинам, можно пренебречь изменениями ее вне этих участков, используя средние значения γ при исследованиях конденсатных месторождений. Такие приближения по существу обоснованы, если пренебречь изменением $\bar{f}$ и k.

Согласно уравнению (6) скорость продвижения фронта жидкостей пропорциональна градиенту давления независимо от того, являются ли пластовые жидкости газами или жидкостями. Однако в обоих случаях распределение давления будет различным. Распределение функции Φ в данном пласте-резервуаре одинаково для газов и жидкостей, но фронт нагнетаемой жидкости отличен для газов вследствие фактора γ в уравнении (7).

Принятое тождество фронта у жидкостей и газов заставляет пренебречь изменением плотности газа γ.

Хотя фронт нагнетаемой жидкости не зависит от вязкости пластовых жидкостей, абсолютное время перемещения пропорционально вязкости. Кроме того, скорости вытеснения, независимо от влияния вязкости, различны для газов и жидкостей при одинаковых конечных давлениях.

Наличие плотности в уравнении (7) строго ограничивает аналитический разбор движения фронта нагнетаемого газа. Однако применение потенциометрической модели с учетом этого фактора возможно. Необходимо лишь подсчитать распределение плотности из распределения потенциалов, а ее частное значение умножить на величину, обратную градиентам, для получения инкрементов времени согласно уравнениям (7) и (10).

Такая ступенчатая оценка последних нужна при переменных проницаемости и пористости вытеснения. На практике эти изме-

нения обычно не учитываются, и время перемещения фронта определяется суммированием величин, обратных инкрементам потенциалов ΔV. Обычно не рекомендуется учитывать детали изменения проницаемости и пористости вытеснения, так как эти изменения весьма редко известны.

Кроме того, применение поправок, вызванных изменением плотности, оправдано только в непосредственной близости к забоям отдельных скважин. По этой причине в теоретическом анализе (параграф 10.5) проблема эффективности вытеснения рассматривалась для жидкости с одной и той же плотностью [1].

10.7. Влияние неоднородной проницаемости в системах циркуляции газа [2]. Одной из основных проблем успешного проведения работ по циркуляции газа является борьба с прорывами, вызываемыми неоднородностью проницаемости. Определение эффективности вытеснения по площади фронта нагнетаемой жидкости для произвольного распределения скважин и расхода газа при нагнетании и эксплуатации применимо лишь к отдельным слоям. Если пласт состоит из отдельных слоев различной проницаемости, то процесс вытеснения происходит в каждом из них со скоростью, приблизительно пропорциональной их проницаемости. Если некоторые слои обладают более высокой проницаемостью, то вытеснение жирного и прорыв сухого газа наступают в них быстро, между тем как значительная часть продуктивного коллектора еще не охвачена процессом вытеснения. Конечная эффективность вымывания, т. е. доля вытесненного жирного газа к моменту первого прорыва сухого газа, пропорционально снижается. Если слои с различной проницаемостью разделены прослойками глин и в них отсутствует перемещение жидкости по вертикали, их можно рассматривать как систему параллельных продуктивных горизонтов.

Если в пласте существует потенциальная сообщаемость, нормальная к плоскостям напластования, она все же не имеет особого значения при условии, что распределение давления в отдельных зонах одинаково. Последнее условие возникает, если проницаемость и мощность отдельных слоев однородны по всей площади подземного резервуара, или если произведение проницаемости и мощности параллельно изменяется для раз-

---

[1] Проведенный расчет для циркуляции газа в системе напорной кольцевой линии с центральной эксплуатационной скважиной и учетом переменной плотности газа показал эффективность вытеснения выше значения, даваемого уравнением 10.5(10) и исправленного на среднюю плотность для $n < 5$ и меньше для $n > 5$.

[2] Рассматриваемая здесь общая теория применима также к изучению влияния слоистости в водонапорных резервуарах или при операциях по закачке воды. На количественные результаты влияет дополнительный фактор отношения подвижности (соотношение «проницаемость—вязкость») воды к подвижности нефти. Если соотношение превышает единицу, то влияние слоистости усиливается. Оно уменьшается, если подвижность воды ниже, чем нефти.

личных слоев. Поэтому, если только отсутствует заметное перемещение жидкости по вертикали, или слои с различной проницаемостью не выполаживаются, то процесс комплексного течения можно представить себе простым параллельным наложением процессов течения в отдельных слоях.

Процесс наложения в многослоистых системах можно построить графическими приемами, но его можно сформулировать и аналитически.

Если принять, что проницаемость k и пористость вытеснения f представляют непрерывные функции координат глубины залегания z вдоль ствола скважины, то скорость притока сухого газа [1] в слоях на единицу мощности при глубине z может быть, очевидно, выражена

$$Q(z) = ck(z), \tag{1}$$

где c — постоянная, зависящая от геометрии подземного резервуара [2], площади газоносности, распределения скважин и относительных расходов нагнетания и эксплуатации. Для данной сетки размещения скважин и проекта разработки состав добываемого газа в однородной зоне является функцией общего циркуляционного потока газа, выраженной долей углеводородного порового пространства. Дебит добываемого жирного газа на единицу мощности слоя в z во время t будет

$$Q_w(z) = ck(z) F\left[\frac{ctk(z)}{A\overline{f}(z)}\right], \tag{2}$$

где F — функциональное изменение доли жирного газа в добываемом газе в зависимости от общего циркуляционного потока, определяемого распределением скважин и их относительными дебитами. Аргумент величины F представляет суммарный циркуляционный поток газа, деленный на углеводородный объем в z, где A — площадь резервуара. Доля жирного газа в общем дебите пластовой жидкости из слоистого пласта во время t будет

$$R_w(t) = \frac{\int_0^H k(z) F\left[ctk(z)/A\overline{f}(z)\right] dz}{\int_0^H k(z)\, dz}, \tag{3}$$

где H — общая мощность проницаемого горизонта.

Уравнение (3) определяет динамику состава как функцию времени. Это можно увязать с общим фракционным вытесне-

---

[1] Рассматриваемые скорости течения и объемы циркуляционного потока относятся скорее к пластовым условиям, чем к поверхностным.

[2] В дополнение к широтной однородности и непрерывности всех продуктивных слоев принимается, что последние вскрыты каждой эксплуатационной и нагнетательной скважинами.

нием из горизонта, если принять, что общая добыча жирного газа во время t будет

$$\bar{Q}_w(t)=\int_0^t dt\int_0^H Q_w(z)\,dz=c\int_0^t dt\int_0^H k(z)\,F\left[\frac{ctk(z)}{A\bar{f}(z)}\right]dz. \qquad (4)$$

Фракционное вытеснение из горизонта будет

$$\bar{V}=\frac{\bar{Q}_w(t)}{A\int_0^H \bar{f}dz} \qquad (5)$$

Применяя эти уравнения, удобно рассматривать многослоистый пласт видоизмененным так, что отношение «проницаемость — пористость вытеснения» $k/\bar{f}$ увеличивается с z. Если обозначить аргумент функции F, $ctk/A\bar{f}$ через u, то из определения F следует, что

$$\int_0^\infty F(u)\,du=1;\quad \int_S^\infty F(u)\,du=1-S;\quad F(u)=1;\quad u\leqslant S, \qquad (6)$$

где S — геометрическая эффективность вытеснения в однородном слое.

При таких значениях t до наступления прорыва, т. е. для

$$t\leqslant\frac{AS}{c}\left(\frac{\bar{f}}{k}\right)_{z=H}\equiv t_b,\quad F=1,$$

и, принимая во внимание уравнение (3),

$$R_w(t)=1;\quad \bar{Q}_w(t)=Qt;\quad \bar{V}=\frac{Qt}{A\int_0^H \bar{f}dz}, \qquad (7)$$

выражение

$$Q=c\int_0^H k(z)\,dz \qquad (8)$$

представляет общий расход нагнетания.

При времени t между t_b и временем прорыва в наиболее непроницаемой зоне, т. е. для $t_b\leqslant t\leqslant t_m\equiv(AS/c)(\bar{f}/k)_{z=0}$,

$$R_w(t)=\frac{c\int_0^{z_0} k(z)\,dz+c\int_{z_0}^H k(z)\,F(u)\,dz}{Q};\qquad u=\frac{ctk(z)}{A\bar{f}(z)}, \qquad (9)$$

где z_0 соответствует

$$\frac{k(z_0)}{\bar{f}(z_0)} = \frac{AS}{ct}.$$

Суммарная добыча жирного газа будет

$$\bar{Q}_w(t) = ct\int_0^{z_0} k(z)\,dz + SA\int_{z_0}^{H} \bar{f}dz + \\ + c\int_{z_0}^{H} k(z)\,dz \int_{A\bar{f}S/ck(z)}^{t} F\left[\frac{c\tau k(z)}{A\bar{f}(z)}\right] d\tau. \qquad (10)$$

После прорыва газа в наиболее непроницаемой зоне, т. е. для $t > t_m$,

$$R_w(t) = \frac{c\int_0^{H} k(z)\,F_{\cdot}(u)\,dz}{Q}, \qquad (11)$$

где $F(u) < 1$. Суммарная добыча жирного газа дана общим видом уравнения (4). Принимается, что

$$F(u) = 1 : u \leqslant S; \quad F(u) = e^{(S-u)/(1-S)} : u \geqslant S. \qquad (12)$$

Этот вид удовлетворяет уравнение (6) и приближается к вычисленному изменению F для особых случаев (фиг. 191). Принимается также, что распределение проницаемости экспоненциально[1] и выражено

$$k(z) = ae^{bz/H}, \qquad (13)$$

а пористость вытеснения $\bar{f}(z)$ — постоянная f.

Если ввести обозначение

$$\bar{t} = t/t_b; \quad r = t_m/t_b, \quad b = \lg r, \qquad (14)$$

---

[1] Это распределение налагает условие постоянства изменения проницаемости в процентах на единицу глубины залегания и большой мощности слоев низкой проницаемости для величины постоянной абсолютной проницаемости по всему интервалу разреза. Соотношение e^b максимальной проницаемости ae^b к минимальному значению a дает удобный показатель экспоненциального распределения и обозначается r' «постоянной слоистости» [уравнение (14)].

где $t_b = AS\bar{f}e^{-b}/ac$ — оценка полученных общих уравнений с применением уравнений (12) и (13) дает

$$\bar{t} \leqslant 1 : R_w(\bar{t}) = 1; \quad \bar{Q}_w(\bar{t}) = Qt; \quad \bar{V}(\bar{t}) = \frac{S(r-1)\bar{t}}{rb}; \qquad (15)$$

$$1 \leqslant \bar{t} \leqslant r : R_w(\bar{t}) = \frac{1}{r-1}\left[\frac{r}{\bar{t}} - 1 + \frac{(1-S)r}{S\bar{t}}\left(1 - e^{[S/(1-S)](1-\bar{t})}\right)\right]; \qquad (16)$$

$$\mathrm{V}(\bar{t}) = \frac{1}{b}\lg \bar{t} + \frac{S}{b}\left(1 - \frac{\bar{t}}{r}\right) -$$

$$- \frac{(1-S)}{b} e^{S/(1-S)}\left[E_i\left(-\frac{S\bar{t}}{1-S}\right) - E_i\left(-\frac{S}{1-S}\right)\right]; \qquad (17)$$

$$t \geqslant r : R_w(\bar{t}) = \frac{r(1-S)e^{S/(1-S)}}{S\bar{t}(r-1)}\left[e^{-S\bar{t}/(1-S)r} - e^{-S\bar{t}/(1-S)}\right]; \qquad (18)$$

$$\bar{\mathrm{V}}(\bar{t}) = 1 - \frac{1-S}{b} e^{S/(1-S)}\left[E_i\left(-\frac{S\bar{t}}{1-S}\right) - E_i\left(\frac{-S\bar{t}}{(1-S)r}\right)\right]. \qquad (19)$$

Общий расход газа во время $\bar{t}$ в долях свободного порового пространства в пласте будет для всех случаев

$$\bar{Q}(\bar{t}) = \frac{S(r-1)\bar{t}}{rb}. \qquad (20)$$

Легко проверить, что эти выражения обладают непрерывностью в их общих контактных точках. Во время прорыва газа в наиболее непроницаемой зоне ($\bar{t} = r$) эти уравнения налагают условие, что

$$R_w(r) = \frac{(1-S)/S}{r-1}\left\{1 - e^{[S/(1-S)](1-r)}\right\}, \qquad (21)$$

которое приводится к коэффициенту для $r \gg 1$. Выражение

$$\bar{\mathrm{V}}(\bar{r}) = 1 - \frac{1-S}{b} e^{S/(1-S)}\left[E_i\left(\frac{-Sr}{1-S}\right) - E_i\left(\frac{-S}{1-S}\right)\right] \qquad (22)$$

имеет асимптотическое значение для $r \gg 1$:

$$\mathrm{V}(r) \sim 1 - \frac{(1-S)^2}{Sb}. \qquad (23)$$

В предельном случае однородного пласта $b \to 0$ и $r \to 1$. Уравнения (15)—(19) тогда приводятся к следующим видам:

$$\left.\begin{aligned} \bar{t} \leqslant 1 : R_w(\bar{t}) = 1; \quad \bar{Q}_w(\bar{t}) = Qt; \quad \bar{\mathrm{V}}(\bar{t}) = S\bar{t}; \\ \bar{t} \geqslant 1 : R_w(\bar{t}) = e^{(S-S\bar{t})/(1-S)} = F(S\bar{t}); \\ \mathrm{V}(\bar{t}) = 1 - (1-S)e^{(S-S\bar{t})/(1-S)} = 1 - (1-S)F(S\bar{t}). \end{aligned}\right\} \qquad (24)$$

В уравнении (24) $\bar{t}=t/t_b=Qt/AH\bar{f}S$. Уравнения (24) можно получить, разумеется, исходя из первоначальных допущений.

При 100% эффективности вытеснения по площади, т. е. $S=1$, уравнения (15)—(19) приводятся к виду:

$$\left.\begin{aligned} &\bar{t}\leqslant 1: R_w(\bar{t})=1;\quad \bar{V}(\bar{t})=\frac{(r-1)\bar{t}}{rb};\\ &1\leqslant\bar{t}\leqslant r: R_w(\bar{t})=\frac{1}{r-1}\left(\frac{r}{\bar{t}}-1\right);\\ &\bar{V}(\bar{t})=\frac{1}{b}\left(1-\frac{\bar{t}}{r}+\lg\bar{t}\right);\quad \bar{t}\geqslant r: R_w(\bar{t})=0;\quad \bar{V}(\bar{t})=1. \end{aligned}\right\} \qquad (25)$$

Для промежуточного интервала времени V и общий циркуляционный поток $\bar{Q}$, выраженный в долях порового объема углеводородов в пласте, связаны непосредственно с R_w выражением

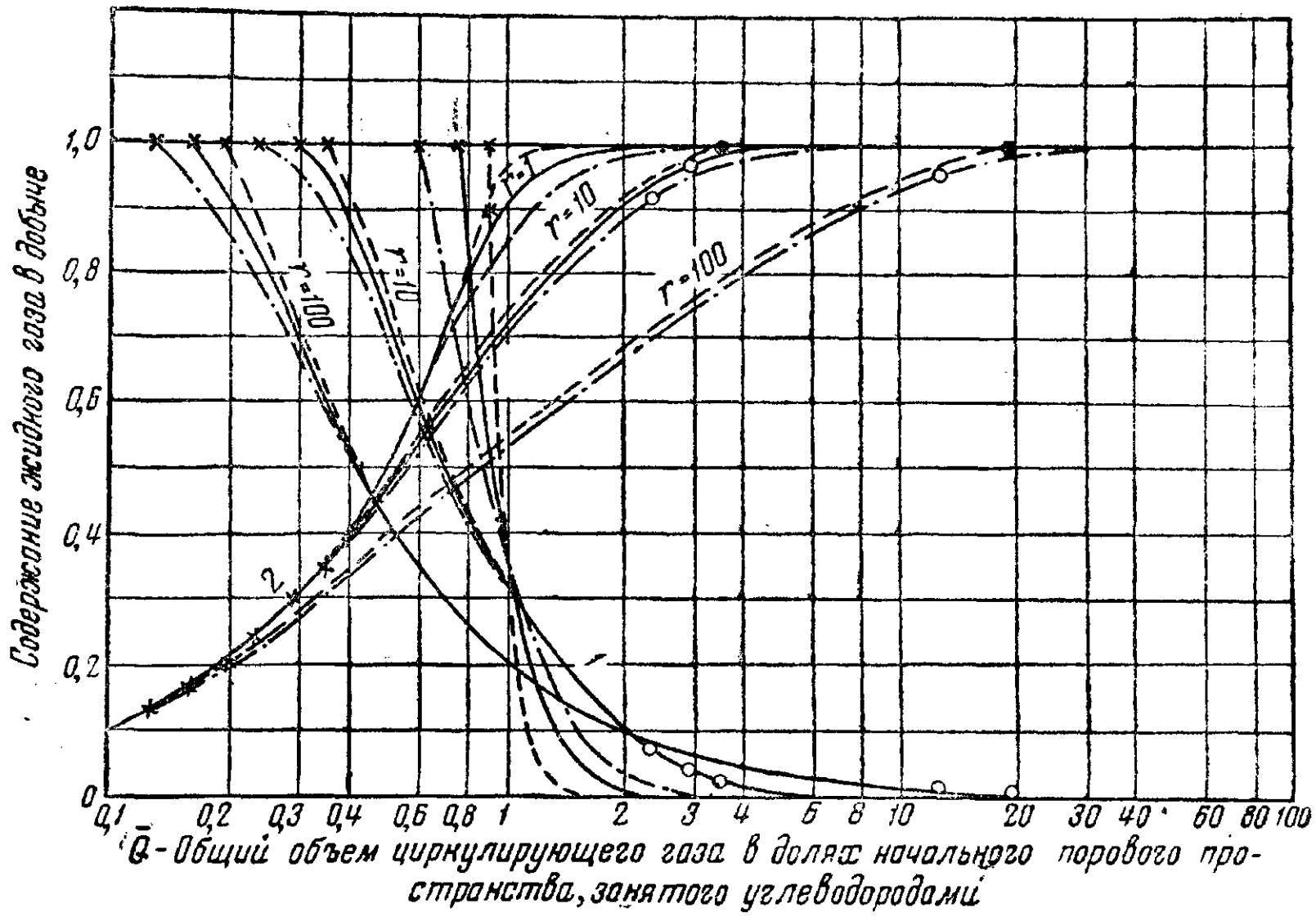
$$\left.\begin{aligned} &\bar{V}=1-\frac{1}{b}\left\{\lg\left[1+(r-1)R_w\right]-\frac{(r-1)R_w}{1+(r-1)R_w}\right\};\\ &\bar{Q}=\frac{r-1}{b\left[1+(r-1)R_w\right]}. \end{aligned}\right\} \qquad (26)$$

На фиг. 193 нанесены зависимости содержания жирного газа и суммарной добычи его по отношению к общему циркуляционному потоку газа при $S=0{,}60$, 0,75, 0,90 и при $r=1$; 10; 100. $r=10$ соответствует отношению максимума проницаемости к ее минимуму, равному 10, а для $r=100$ это отношение равно 100; $r=1$ представляет строго однородный пласт. Значения абсциссы Q дают величину общей закачки газа или добычу, деленную на общий поровый объем углеводородов. $\bar{Q}$ связано с аргументом из уравнений (14)—(19) выражением $\bar{Q}=(r-1)S\bar{t}/br$. Крестики на фиг. 193 соответствуют первому прорыву сухого газа в наиболее проницаемой зоне, а кружочки указывают на прорыв в наименее проницаемом слое. Кривые для $r=1$ отражают функциональный вид, принятый для F, согласно уравнению (24).

Согласно фиг. 193 прорыв сухого газа в однородном пласте наступает после общего циркуляционного потока, равного эффективности вытеснения S, но при $r=10$ сухой газ появляется в эксплуатационных скважинах после прохождения циркуляционного потока в 23,4; 29,3 и 35,2% общего порового объема пластовых углеводородов соответственно для $S=60$, 75 и 90%.

Первые цифры представляют также часть общего содержания в пласте жирного газа, добытого к моменту прорыва сухого газа. Для $r=100$ соответствующие интервалы времени до прорыва газа дают добычу 12,9; 16,1 и 19,4% первоначального содержания жирного газа в пласте.

Прорыв сухого газа в наименее проницаемых слоях при $r = 10$ соответствует прохождению переработанного газа, равному 2,34; 2,93 и 3,52 порового объема углеводородов в пласте [1], при $S = 0{,}60$; 0,75; 0,90. К этому моменту содержание жирного газа в добытом равно 7,41; 3,70 и 1,23% соответственно. Общая



Фиг. 193. Расчетные кривые изменения содержания жирного газа в добыче, а также суммарной отдачи жирного газа по отношению ко всему циркулирующему газу в экспоненциально-слоистых породах, для различной величины эффективности вытеснения S и коэффициента r, отношения максимальной проницаемости к минимальной.

— — — $S = 0{,}90$; ——— $S = 0{,}75$; · — · — · — $S = 0{,}60$. Крестики отмечают условия первого прорыва сухого газа в эксплуатационные скважины; кружочками отмечены состояния прорыва газа в наиболее плотных зонах; *1* — содержание жирного газа; *2* — суммарная отдача жирного газа.

же добыча жирного газа составляет 92,2; 97,2; 99,56% начального содержания его в пласте. При $r = 100$ объем переработанного газа перед прорывом в наименее проницаемом слое составляет 12,90; 16,12; 19,35 порового объема углеводородов в пласте при $S = 0{,}60$; 0,75 и 0,90.

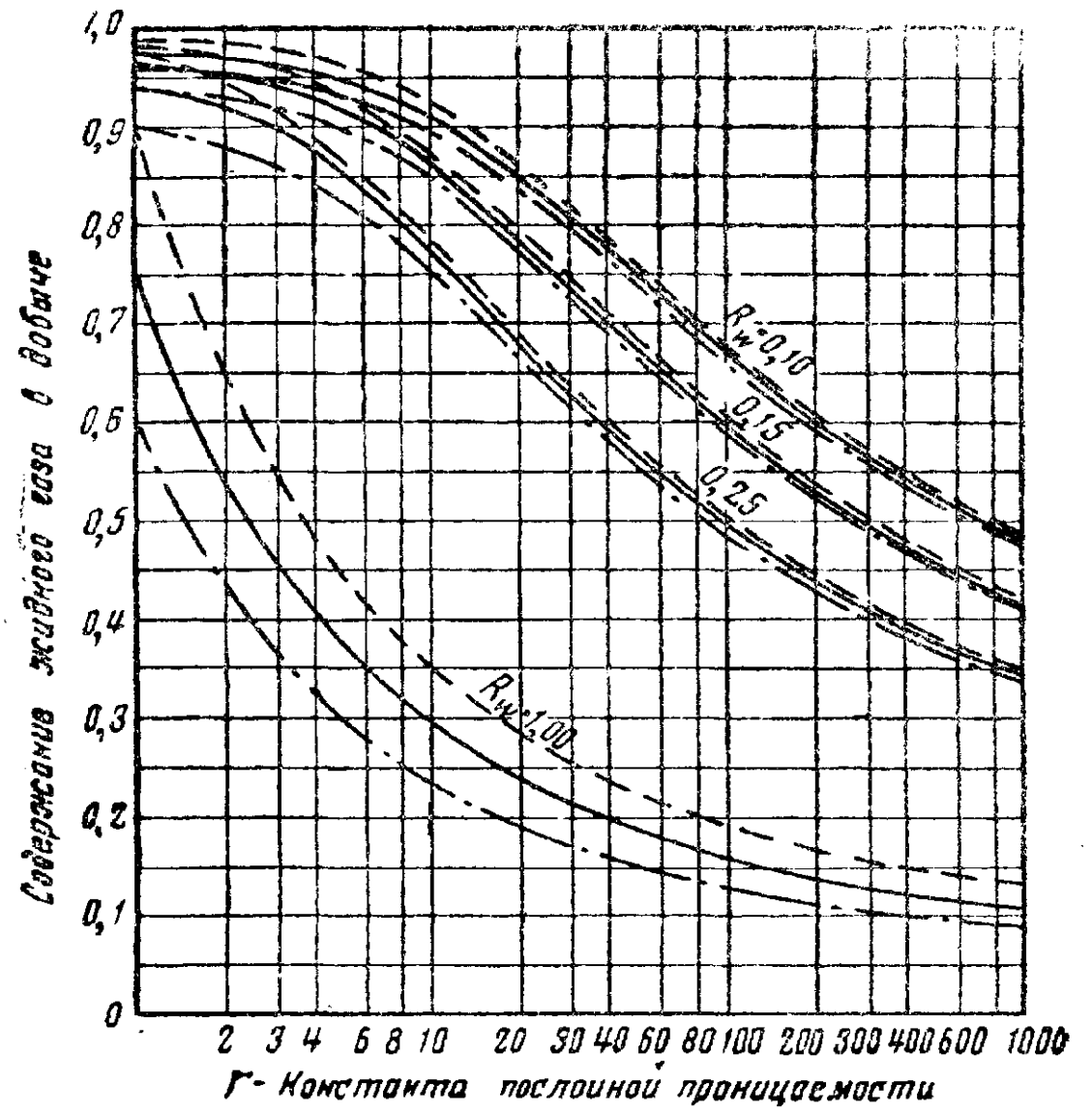
Тогда добываемый газ содержит соответственно 0,68; 0,33 и 0,11% конденсируемых фракций. Общая добыча жирного газа

---

[1] Объем углеводородов в пласте принят для переменной, отложенной на оси абсцисс фиг. 193; в рассматриваемых сравнениях дается действительный свободный поровый объем или начальное общее содержание жирного газа, приведенное к пластовым условиям.

при этом составляет 96,1; 98,6 и 99,99% начального содержания его в пласте.

Согласно фиг. 193 и уравнению (15) количество переработанного и добыча жирного газа к моменту прорыва сухого газа прямо пропорциональны эффективности вытеснения по площади S. Кривые суммарной добычи жирного газа остаются несколько выше для всех значений $\overline{Q}$ при больших значениях S



Фиг. 194. Расчетные кривые изменения общей добычи жирного газа в зависимости от константы послойной проницаемости r, для принятой концентрации жирного газа к моменту прекращения процесса циркуляции газа в пласте R_w. Все обозначения взяты из фиг. 193.

после прорыва газа. Кривые содержания конденсируемых фракций проявляют сначала тенденцию к слиянию, а затем перекрещиваются. Расхождение их при этом настолько незначительно при $r = 10$ и $r = 100$, что его нельзя показать в масштабе фиг. 193. При $r = 1$ точка скрещения лежит на $\overline{Q} = 1$ вследствие функционального вида, принятого для $F(u)$.

На фиг. 194 дается изменение общей добычи жирного газа в зависимости от r, для момента падения содержания конденсируемых фракций до постоянной величины, при которой дальнейшая переработка газа может оказаться невыгодной. Видно, что кривые добычи непрерывно падают с ростом значения r или степенью слоистости пласта. Для высоких значений r

добыча газа показывает приближенно логарифмическое падение с возрастающим r. Фигура 194 показывает, что слоистость пласта является более серьезным фактором ограничения общей конденсатной добычи, чем эффективность вытеснения по площади. Так, для $r = 100$ общая добыча конденсата при 15% содержании жирного газа, приводящем к прекращению процесса циркуляции, будет 61%, даже если эффективность вытеснения по площади составляет 90%.

Кривые на фиг. 194 для $R_w = 1$ показывают добычу конденсата ко времени прорыва сухого газа; они даются выражением

$$\bar{V}(R_w = 1) = \frac{S(r-1)}{r \lg r} \qquad (27)$$

и представляют комплексную эффективность вытеснения, возникающую из принятой сетки скважин и неоднородной проницаемости пласта. Даже при $r = 100$ неоднородность проницаемости снижает суммарную эффективность вытеснения почти в пять раз по сравнению с аналогичной величиной по площади S для однородного пласта.

Как показывают верхние кривые на фиг. 194, благодаря длительности процесса циркуляции газа до низкого содержания конденсируемых фракций в нем (после прорыва сухого газа) общая добыча жирного газа на практике составляет значительную часть начального содержания его в пласте.

Общий объем газа, участвующего в циркуляционном потоке, или переработанного газа, приведенного к пластовым условиям и представленного частью общего объема углеводородов в пласте в зависимости от r, дается на фиг. 195 для различного содержания [1] конденсируемых фракций в газе, при котором прекращается процесс циркуляции.

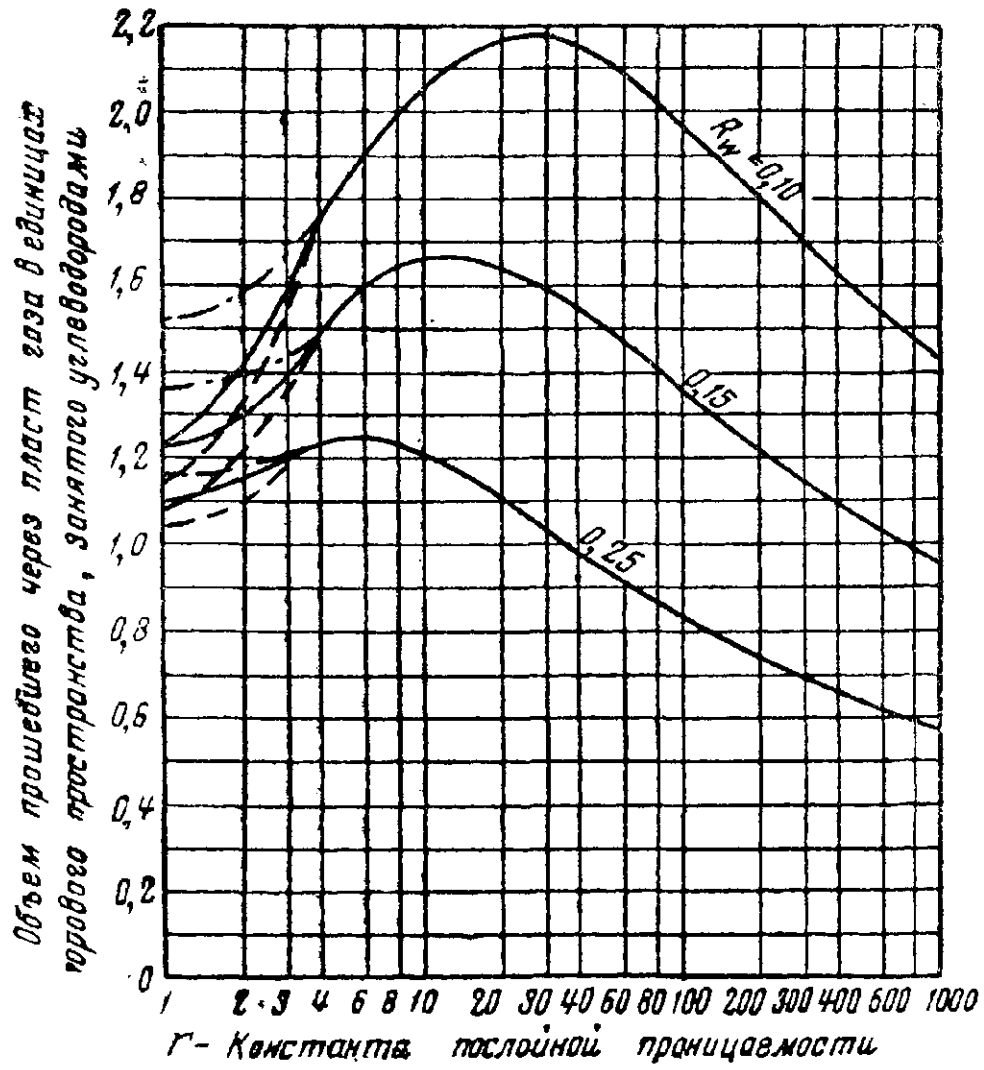
Эффективность вытеснения по площади влияет на эту зависимость лишь при низких значениях r. Практически для $r > 5$ общий циркуляционный поток до прекращения процесса циркуляции не зависит от S. Кроме того, все кривые показывают максимумы для r в пределах 5—30, а затем падают при его дальнейшем росте. Подъем кривых на фиг. 195 связан с увеличением циркуляционного объема газа, необходимого (согласно фиг. 194) для приближенно постоянного вытеснения жирного газа при низких значениях r. Конечное падение кривых отражает соответствующее снижение общей добычи жирного газа (фиг. 194) при высоком значении слоистости пласта. Эта добыча может быть получена закачкой относительно незначительных объемов газа. Необходимо также отметить, что объемы перерабатываемого газа меняются быстрее с принятым пределом содержания конденсируемых фракций, приводящим к прекраще-

---

[1] Общие циркуляционные объемы газа для $R_w = 1{,}00$, очевидно, равны общей добыче жирного газа для $R_w = 1{,}00$, приведенной на фиг. 194.

нию процесса циркуляции, по сравнению с общей добычей жирного газа.

Если распределение проницаемости не удовлетворяется непрерывной функцией, то интегральное выражение в принятом разборе можно преобразовать при помощи определенных приемов в раздельное суммирование. Для приближенной оценки эффекта пролета газа, связанного с неоднородной проницаемостью, можно принять прерывное распределение проницаемости, а также допустить полное вытеснение пластовой жидкости ($S=1$) ко времени первого прорыва сухого газа. Это соответствует представлению о непрерывной напорной линии для нагнетательных и эксплуатационных скважин.



Фиг. 195. Расчетные кривые изменения общего объема газа, прошедшего через пласт, в единицах порового пространства последнего, занятого углеводородами, в зависимости от константы послойной проницаемости r, для принятой концентрации жирного газа к моменту прекращения процесса циркуляции газа в пласте R_w. Все обозначения взяты из фиг. 193.

Тогда общий расход газа при циркуляции будет

$$Q = c \sum_{1}^{N} k_n h_n, \quad (28)$$

где N — общее число слоев; k — проницаемость n-го слоя; h_n — его мощность; c — постоянная, пропорциональная перепаду давления и зависящая от геометрии системы. Время вытеснения для n-го слоя будет

$$t_n = \frac{A\bar{f}_n}{ck_n} = \frac{\bar{f}_n T \sum k_n h_n}{k_n \sum h_n \bar{f}_n}, \quad (29)$$

где $\bar{f}_n$ — пористость вытеснения для n-й зоны; A — площадь вытеснения; T — время полного прохождения порового объема углеводородов через пласт. Содержание конденсируемых фракций в циркулирующем газе в любое время t составит

$$R_w(t) = \frac{\sum_{1}^{j} k_n h_n}{\sum_{1}^{N} k_n h_n}, \quad (30)$$

где j — соответствует условию $t_j > t > t_{j+1}$. Если принять, что разные слои собраны в последовательности убывания t_n, или возрастания $k_n/\bar{f}_n$, то фракционное вытеснение общего содержания жирного газа в пласте во время t будет:

$$\bar{V}(t) = \frac{ct\sum_{1}^{j} k_n h_n + A\sum_{j+1}^{N} \bar{f}_n h_n}{A\sum_{1}^{N} \bar{f}_n h_n} = \frac{t\sum_{1}^{j} k_n h_n}{T\sum_{1}^{N} k_n h_n} + \frac{\sum_{j+1}^{N} \bar{f}_n h_n}{\sum_{1}^{N} \bar{f}_n h_n}. \quad (31)$$

Когда $t = t_j$, время для прорыва газа в n-м слое составит

$$\bar{V}_j(t) = \frac{\frac{\bar{f}_j}{k_j}\sum_{1}^{j} k_n h_n + \sum_{j+1}^{N} \bar{f}_n h_n}{\sum_{1}^{N} \bar{f}_n h_n}. \quad (32)$$

Уравнение (32), очевидно, является суммированием, тождественным интегральному выражению, полученному упрощением уравнения (10), а именно:

$$\bar{V}(t) = \frac{\frac{\bar{f}(z_0)}{k(z_0)}\int_0^{z_0} k(z)\,dz + \int_{z_0}^{H} \bar{f}\,dz}{\int_0^{H} \bar{f}\,dz}, \quad (33)$$

где z_0 — глубина, при которой впервые наступает прорыв газа во время t.

Пример приложения уравнений (30)—(32). Пласт состоит из четырех слоев с одинаковой мощностью и пористостью вытеснения, но с соотношением проницаемости 1 : 5 : 10 : 25. Тогда последовательность прорывов газа наступит при значениях 100, 80, 65, 41% общего содержания жирного газа в пласте. Процент жирного газа в добытом газе после этих прорывов в трех наиболее проницаемых слоях будет соответственно 2,44, 14,63, 39,02%.

Обобщенный анализ, приведенный на фиг. 194—195, основан на допущениях экспоненциального распределения проницаемости [сравни уравнение (13)], пренебрежения насыщенностью связанной водой и выражения функции F уравнением (12). Недавние статистические исследования распределения проницаемости [1]

[1] Если действительное распределение проницаемости нельзя выразить приближенно единой экспоненциальной функцией, можно разложить комплексный продуктивный горизонт на участки с отдельными приближенными экспоненциальными выражениями. Если же вероятность линейного распределения подтверждается данными анализа кернов, необходимо применять соответствующие кривые эффективности циркуляции газа. Аргумент распределения Гаусса, или распределения по вероятности, является логарифмом отношения проницаемости к средней проницаемости.

в образцах пород, извлеченных из скважин, указывают, что распределение Гаусса дает часто более близкое приближение к фактической обстановке в естественных нефтеносных резервуарах, чем экспоненциальное распределение. Подобный анализ был проведен также для распределения вероятности, но он является более сложным и ограничивается 100% эффективностью вытеснения по площади ($S = 1$). Полученные результаты полностью совпадают с приведенными на фиг. 194—195, хотя показатель слоистости отличается от показателя, определяющего экспоненциальное распределение проницаемости.

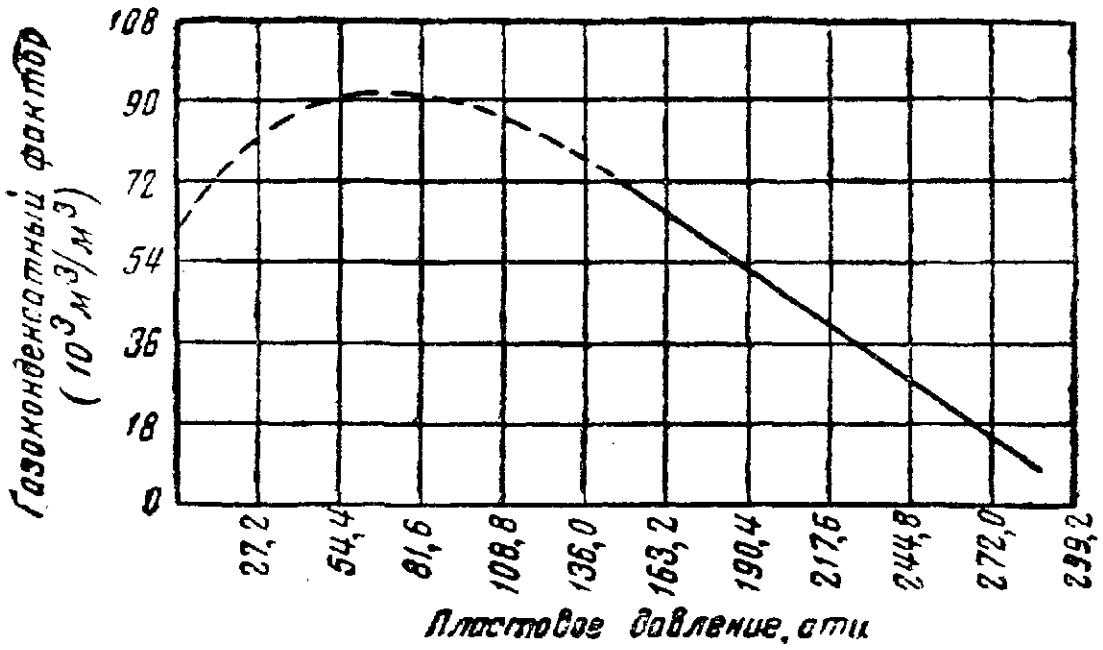
Изменение фактической проницаемости в естественных условиях с точностью редко известно. Поэтому для большинства практических задач вполне достаточно пользоваться экспоненциальным распределением. Аналогичные соображения справедливы также в отношении функции F.

На практике фиг. 194—195 количественно неприменимы, но качественно они дают вполне надежную оценку влияния неоднородности проницаемости на отдачу конденсата из пласта. Эти фигуры показывают, что одной расстановкой скважин нельзя обеспечить высокой суммарной добычи конденсата при циркуляции газа. Изменения в зональной проницаемости, а также предел содержания конденсируемых фракций в добываемом газе, вызывающий промышленное прекращение процесса, контролируют в конечном счете эффективность проводимых работ по эксплуатации конденсатной залежи.

10.8 Промысловые наблюдения за конденсатными пластами. Опубликованные данные о работе циркуляционных установок и эксплуатации конденсатных пластов чрезвычайно скудны. Эти сведения в основном ограничиваются наблюдениями над ростом газонефтяных факторов в процессе разработки пластов, где отсутствовала циркуляция газа или где пластовое давление полностью не поддерживалось путем обратной закачки газа. Отсутствуют сравнительные данные о полной и детальной динамике состава добываемых жидкостей и пластового давления, а также суммарной добычи конденсата по отношению к лабораторным исследованиям жидкостей, первоначально заключенных в пласте. Однако на практике были получены доказательства подчинения режима конденсатной залежи явлениям ретроградной конденсации. Когда в естественных условиях проводилась полная циркуляция газа, предупреждение ретроградных потерь до возникновения прорыва сухого газа в пласте обычно характеризуется постоянством состава добытого газа.

Один из первых случаев роста газонефтяного фактора в конденсатных пластах, действующих при режиме истощения давления без применения процесса циркуляции газа, наблюдался в месторождении Ла Бланка, Техас. Конденсатная залежь в этом месторождении была обнаружена в 1937 г. на глубине 2260 *м* в песчанике Фрио.

Плотность конденсата составляла 0,7567 *г/см*³. Начальный газоконденсатный фактор был приблизительно 10 000 *м*³/*м*³ при пластовом давлении 286 *ат*. Попыток осуществить процесс циркуляции газа на этом месторождении не было. К моменту падения давления до 258,5 *ат* газоконденсатный фактор увеличился до 20 000 *м*³/*м*³. На фиг. 196 нанесен сплошной кривой последующий подъем газового фактора до 69 120 *м*³/*м*³ при давлении 148,5 *ат*. Пунктирная часть кривой дает экстраполяцию для последующего поведения газового фактора при падении давления ниже 148,5 *ат*. Было высчитано, что 65% жидкого содержания пластового газа, отнесенного к 258,5 *ат*, теряется при конечном истощении давления, или же 82% начального содержания конденсата, отнесенного к 286 *ат*.



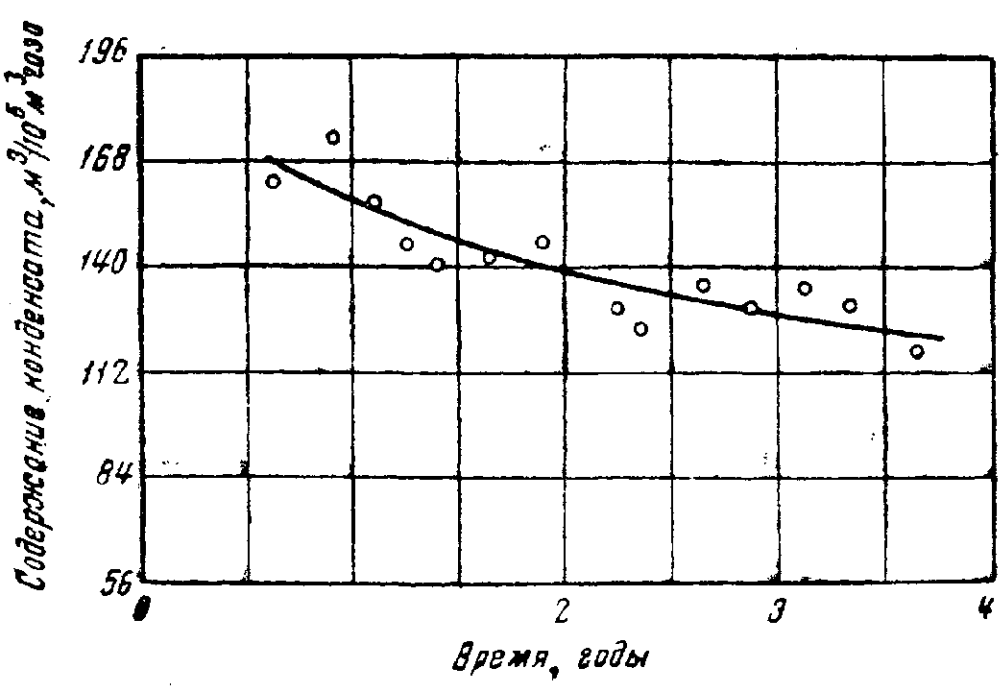
Фиг. 196. Кривая изменения газоконденсатного фактора в зависимости от снижения пластового давления (по промышленным наблюдениям). Пунктирный участок кривой означает экстраполяцию.

Ретроградные характеристики пластовых жидкостей из месторождения Ла Бланка для сравнения с фиг. 196 отсутствуют. Однако несомненно, что кривая на этой фигуре отражает длительную конденсацию и удержание жидкой фазы в пласте.

Аналогичное убывание добычи конденсата на единицу объема газа наблюдалось в месторождении Биг Лейк, Техас, на глубине 2460 *м*. При его открытии в 1929 г. давление в залежи было 154,5 *ат*, а газоконденсатный фактор колебался от 4900 до 4675 *м*³/*м*³. В 1933 г. была закончена бурением последняя газовая скважина, и давление в залежи упало до 83,3 *ат*, а газоконденсатный фактор вырос до 5900—6325 *м*³/*м*³. Плотность жидкости в сепараторах упала от начального значения 0,733—0,725 до 0,689—0,683 *г/см*³ в 1938 г. Это изменение отражает также выпадение и удержание в залежи более тяжелых компонентов жирного газа, вследствие чего остаточная жидкость в добытом газе имеет низкий средний молекулярный вес.

На фиг. 197 приведена кривая изменения добычи конденсата из 19 скважин в течение 3-летнего периода на месторождении

Ла Глория, Техас. На этом месторождении применялась циркуляция газа, но давление в залежи поддерживалось не полностью. Ни в одной скважине по этой группе еще не было прорыва сухого газа, но на не охваченной вытеснением площади убывание пластового давления вызывало конденсацию жидкости, как будто в залежи процесс циркуляции не осуществлялся. Конденсатной залежью с наиболее изученным режимом является песчаник Бодкоу в месторождении Коттон Валлей, Луизиана. Эта залежь была наиболее богатым горизонтом из пяти конденсатных пластов, залегающих на глубине 2423—2580 *м* и открытых в 1937 г.



Фиг. 197. Кривая изменения состава конденсата (C_5+) по 19 эксплуатационным скважинам в Ла Глория.

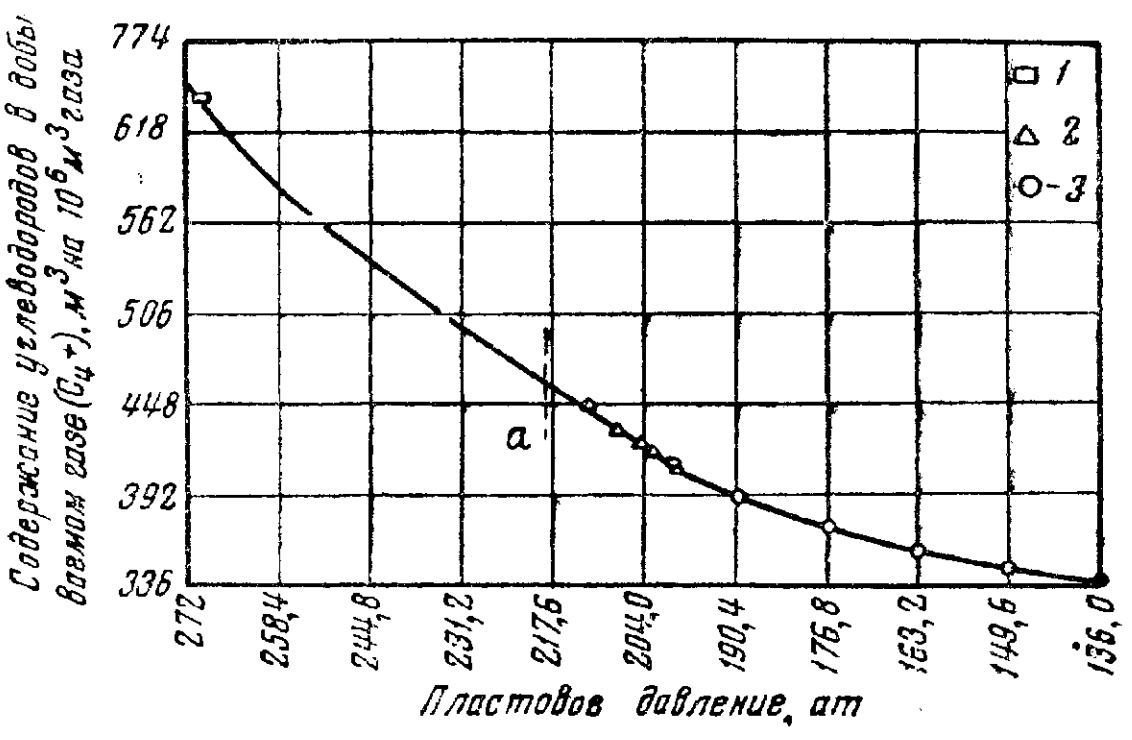
7320 *га* продуктивного пласта, приуроченного к антиклинали с газовой шапкой, были окружены небольшой оторочкой нефти. Температура пласта была 114,5° С, а начальное давление 272 *ат*. Анализ рекомбинированных проб с газом и жидкостью, взятыми из сепараторов, показал, что жидкость при давлении на точке конденсации внутри коллектора обладает конденсируемым жидким содержанием, соответствующим примерно газоконденсатному фактору 1578 $м^3/м^3$.

До объединения всей площади для осуществления процесса циркуляции и начала закачки газа в середине 1941 г. было получено $2323 \cdot 10^6$ $м^3$ газа и 870 160 $м^3$ конденсата, а также 151 170 $м^3$ нефти. Так как приток воды из прилегающего водоносного коллектора был недостаточен для замещения полученных отборов, то пластовое давление непрерывно убывало примерно до 219 *ат*. Расчет первоначального содержания газа в конденсатном пласте по объемному способу, основывающийся на средней пористости 16,2%, насыщении связанной водой 25,4% и средней эффективной мощности 7,15 *м*, дал $1457 \cdot 10^7$ $м^3$.

Сначала на этот пласт было заложено 86 скважин, но многие из них были закрыты, когда была начата циркуляция газа.

В начале 1946 г. для закачки было использовано шесть присводовых скважин, а 30 скважин на крыльях и вблизи контура газоносности продолжали эксплуатироваться. Некоторые из простаивавших скважин использовались для исследования промывки пласта сухим газом вниз по падению структуры. Общая динамика состава добытого газа приведена на фиг. 198.

Данные по добыче конденсата из циркуляционной установки согласуются с данными, полученными на основании лабораторных анализов. Длительное убывание давления и уменьшение содержания конденсата в добываемом газе при циркуляции его в пласте не говорят о непригодности этого метода, так как в пласт было возвращено меньше 80% отобранного газа.



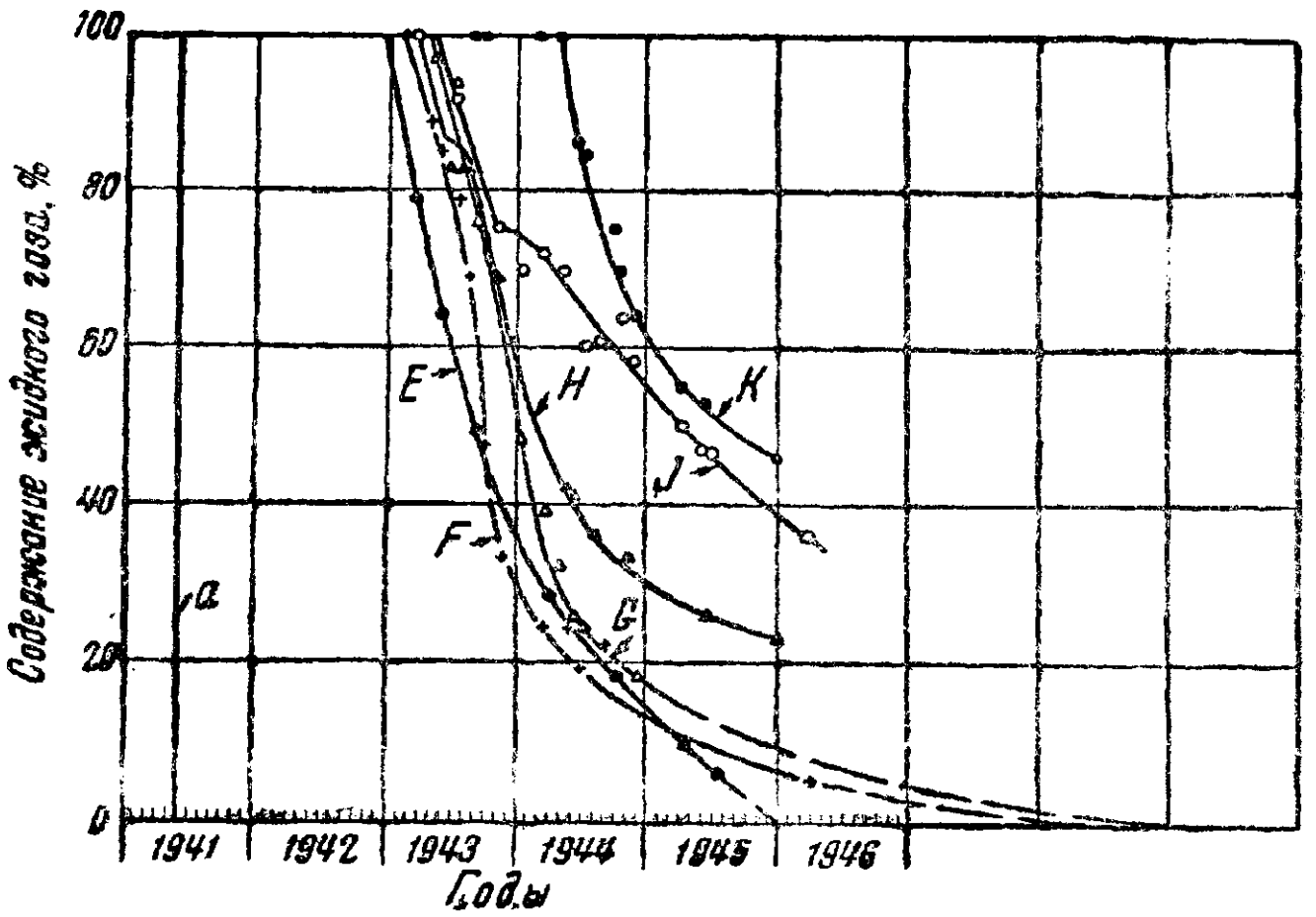
Фиг. 198. Изменение содержания углеводородов в добываемом газе из песчаника Бодкоу в зависимости от падения пластового давления.

1 — анализы рекомбинированных образцов пластовой жидкости; *2* — данные по выходам на заводе; *3* — экстраполированные выводы по лабораторным анализам; *a* — начало процесса циркуляции.

До середины 1941 г., когда начались работы по циркуляции газа, было добыто $2323 \cdot 10^6$ *м*^{3} газа и пластовое давление упало на 47,6 *ат*; последующий отбор $59 \cdot 10^8$ *м*^{3} газа до марта 1946 г. вызвал дополнительное падение давления только на 24,5 *ат*. Убывание в содержании конденсируемого продукта в добываемом газе было в последнем случае 8,7% по сравнению с 28,3% до процесса циркуляции. На основании сравнительного изучения характеристик отдельных скважин, распределенных по всей продуктивной площади, было установлено, что непрерывное падение кривой после начала работ по циркуляции связано скорее с ретроградным скоплением жидкости в коллекторе, чем с растворением конденсируемых углеводородов в сухом газе.

Интересной особенностью процесса циркуляции в пласте Бодкоу являлась периодическая проверка содержания жирного газа в скважинах, которые были закрыты еще до прорыва сухого газа, с целью определения характера вытеснения из

пласта жирного газа. Результаты этих испытаний приведены на фиг. 199. Суммарная добыча газа с этих скважин до начала 1946 г. колебалась от $20{,}43 \cdot 10^6$ $м^3$ на скважину E до $154{,}3 \cdot 10^6$ на скважину J. Содержание жирного газа резко падало, что указывало на довольно быстрый и равномерный пролет сухого газа мимо испытуемых скважин. Исследование на электролитической модели, при котором не учитывалось изменение мощности пласта, показало, что сухой газ должен был появиться в скважинах H, J, K через 768, 830 и 1374 дня после начала работ



Фиг. 199. Кривые прорыва нагнетаемого газа к забоям различных скважин в песчанике Бодкоу, Коттон Валлей, полученные из периодических замеров содержания жирного газа в струе на выходе из скважины.

a — начало процесса циркуляции газа.

по циркуляции. Время фактически наблюденного прорыва было соответственно 667, 720 и 1056 дней. Можно считать, что полученные цифры находятся в хорошем согласии с экспериментальными данными, учитывая упрощения, введенные при исследовании на модели.

Принимая среднее распределение проницаемости для указанного пласта из данных кернового анализа по ряду скважин, определили заранее ожидаемый процесс растворения конденсируемых углеводородов в эксплуатационных скважинах. При этом была использована упрощенная теория соответственно уравнениям 10.8 (28)—10.8 (32); подсчеты оказались в полном согласии с наблюденными данными, приведенными на фиг. 199. Крутое падение в содержании жирного газа, которое дается кривыми на фиг. 199, отражает довольно однородный характер пласта и отсутствие заметной слоистости в продуктивной толще.

Расчеты пластовых объемов, вытесняемых нагнетаемым газом, с использованием профиля средней проницаемости месторождения также находятся в согласии с данными испытаний отдельных скважин над распространением сухого газа.

Так как ряд эксплуатационных скважин был плотно расставлен вдоль нижнего контура газовой шапки, исследование при помощи электролитической модели показало очень высокую эффективность вытеснения по простиранию — 95%. Распределение скважин воспроизводит круговые модели циркуляции из параграфа 10.5 и вследствие этого предрасположено к высокой эффективности вытеснения. Кроме того, в пласте имело место некоторое поступление краевых вод, что облегчало вытеснение в эксплуатационные скважины газа между последними и контурами газовой шапки. До начала 1946 г. было извлечено 49% содержимого резервуара и, исходя из этих данных, было вычислено, что конечная добыча составит 85% запасов жирного газа с переработкой газового объема, равного 115% начального содержания газа в пласте.

10.9. Практическая сторона разработки конденсатного пласта. Основная практическая проблема, возникающая при эксплуатации конденсатного пласта, заключается, очевидно, в установлении необходимости процесса циркуляции газа. Вследствие наличия многих факторов, входящих в эту проблему, одной простой формулой или правилом нельзя дать экономический баланс между промышленно выгодной эксплуатацией с применением процесса циркуляции газа или же без такового.

Необходимо отметить, что разность между произведениями начального содержания конденсата на объем вытеснения в процессе циркуляции газа и начального содержания конденсата на добычу газа при истощении пластового давления не дает полного представления о возможном приросте добычи за счет процесса циркуляции. После того, как процесс циркуляции должен прекратиться вследствие падения содержания конденсируемых углеводородов в добываемом газе, так что становится невыгодным вновь его закачивать в пласт, можно эксплуатировать продуктивный коллектор путем простого истощения пластового давления. Часть пласта, не охваченная нагнетавшимся газом и потому не подвергшаяся вытеснению, дает дополнительную добычу конденсата, подобную той, которая была бы получена при истощении пластового давления без циркуляции газа.

Если $\bar{V}$ представляет вычисленную добычу жирного газа во время процесса циркуляции с полным поддержанием давления (фиг. 194), R_d — коэффициент добычи конденсата при истощении пластового давления, а R — полная добыча конденсата, то последняя выразится так:

$$\bar{R} = \bar{V} + (1 - \bar{V}) R_d. \qquad (1)$$

Уравнение (1) обычно применяется для исчисления добычи конденсата. Если $\overline{V}$ принять за эффективность вытеснения жирного газа вплоть до прекращения процесса циркуляции, то первый член потребует поправки в случае приложения к практическим целям. Потери на усадку при извлечении жидкости из пласта, утилизация паров с низким давлением, использование части отобранного газа на топливо хотя и компенсируются отчасти тем, что возвращаемый в пласт сухой газ обычно имеет более высокий коэффициент отклонения, чем жирный газ в пласте, но все же эксплуатационные отборы замещаются не полностью. Поэтому наблюдается некоторое падение давления и ретроградная потеря в пласте даже в процессе циркуляции при условии, что в пласт не закачивается газ со стороны. Поэтому в первый член правой части уравнения (1) обычно вводится коэффициент 0,85—0,95.

Уравнение (1) следует дополнить аналогичными выражениями, относящимися к ожижаемым продуктам, получающимся из газа, помимо устойчивого конденсата, для которых добыча при истощении пластового давления $R_{\acute{a}}$ обычно выше, чем устойчивого конденсата. Прирост этих продуктов в процессе циркуляции по сравнению с истощением давления будет пропорционально ниже. Значение R_d в уравнении (1) для этих компонентов зависит от способа переработки жирного газа после прекращения процесса циркуляции. Кроме того, при сравнении относительной добычи этих компонентов для процессов циркуляции и истощения давления необходимо принять во внимание возможность извлекать из газа углеводороды с низкой упругостью паров или газолин без возврата обедненного газа в пласт. Однако ретроградное скопление жидкости в пласте будет частично испаряться под воздействием сухого газа, движущегося за жирным газом в слоях, не полностью охваченных вытеснением в процессе циркуляции, и испарившаяся часть может быть извлечена у поверхности. Все эти факторы трудно оценить, но их нельзя отбрасывать при сравнительном анализе различных методов эксплуатации конденсатных пластов.

В процессе циркуляции жирный газ вытесняется на точке конденсации с целью предотвращения ретроградных потерь в пласте. Однако лишь переработка добываемого газа обычно дает существенную часть суммарного прироста конденсата, получаемого в процессе циркуляции. Установки для переработки конденсатного газа современной конструкции извлекают 50—75% пропана, 80—98% бутанов и фактически все содержание пентана плюс остальные углеводороды из жирного газа.

Получение бутанов даже путем трехступенчатого разделения может составлять 10—25% дебита получаемого газа, при условии, что он не отбирается на экстракционной установке.

Коэффициенты отдачи контролируют в значительной степени общую экономику различных методов разработки, но одни они не определяют еще необходимости применения процесса цирку-

ляции. Если отсутствует сбыт для добываемого газа, то процесс циркуляции может служить для накопления запасов его в пласте и являться одновременно методом эффективной добычи конденсируемых жидких продуктов. Конденсатные пласты часто залегают поверх горизонтов сырой нефти так, что эксплуатация последних представляет составную часть разработки газовой шапки. Среди различных возможных методов эксплуатации наиболее эффективным является с точки зрения отдачи метод, при котором отбор жидкости ограничен горизонтом сырой нефти, в то время как давление в конденсатном коллекторе поддерживается обратной закачкой газа. Нагнетательные скважины располагаются так, чтобы вытеснять жирный газ в нефтяную зону. При этом можно предотвратить ретроградные потери в газовой шапке; эффективность нефтеотдачи усиливается вследствие поддержания давления и участия в нефтеотдаче механизма гравитационного дренирования.

Выпадение конденсата в зоне, занятой нефтью, происходит вследствие более низких давлений на эксплуатируемой площади. Его можно извлечь, так как конденсат увеличивает насыщение пласта остаточной нефтью и последний обладает неисчезающей проницаемостью. Смешение конденсата с сырой нефтью снижает ее вязкость, повышая коэффициент нефтеотдачи в целом. Эффективность вытеснения жирного газа из газовой шапки также высока, так как исключается «мертвая» площадь, остающаяся при обычном процессе циркуляции газа за периферийными эксплуатационными скважинами. Если ограничить отбор жидкости из пласта нефтяными скважинами и постепенно закрывать их, когда они охватываются вытесняемым жирным газом, вплоть до полного истощения нефтяной зоны, то нефтеотдача получается высокой, пока процесс эксплуатации естественного нефтяного коллектора контролируется так, что происходит перемещение нефти вниз по падению пласта.

Эксплуатация нефтяной зоны с одновременным процессом циркуляции в газовой шапке дает высокую нефтеотдачу при условии, что в пласте поддерживается градиент давления от газовой шапки к нефтяной зоне. Если градиенты получают обратное направление, могут произойти серьезные потери в добыче нефти вследствие перемещения ее в газовую шапку. Если же поддерживать постоянным контакт нефть — жирный газ, то нефтяная зона истощается, как в отсутствии газовой шапки и поддержания давления, хотя на нее еще может благоприятно воздействовать эффект гравитационного дренирования. Если в пласте имеется потенциально активный водяной напор, то необходимо поддерживать давление в газовой шапке и градиенты его положительными вниз по падению пласта вблизи контакта газ — нефть.

Разработка только нефтяной зоны без возврата газа в газовую шапку вызывает падение давления и ретроградное накопление в ней жидкости. Процесс циркуляции в газовой шапке,

осуществленный после истощения нефтяного коллектора, может дать теоретически полную добычу конденсата в результате комбинированного вытеснения остаточного жирного газа и вторичного испарения жидкой фазы. Однако суммарная добыча нефти может быть в этом случае заметно ниже, чем при одновременном процессе циркуляции газа и отборе нефти из скважин, вследствие пониженной эффективности механизма нефтеотдачи путем гравитационного дренирования в отсутствии поддержания давления. Если установка для переработки газа не смонтирована до начала осуществления процесса циркуляции, то значительное количество промежуточного содержания конденсируемой жидкости теряется в сепараторных газах, выделяющихся во время разработки нефтяной зоны при режиме истощения газовой энергии.

Консервация нефтяной зоны, пока газовая шапка не будет подвергнута полностью процессу циркуляции газа, обеспечивает, очевидно, высокую добычу конденсата. Последующая разработка нефтяного коллектора без продувания сухим газом газовой шапки приводит к той же по существу суммарной добыче, что и при разработке нефтяной зоны до осуществления процесса циркуляции газовой шапки.

Эти общие соображения не дают универсальных сравнительных оценок различным возможным методам разработки комплексных пластов, содержащих нефть и конденсат. При исследовании данного пласта необходимо принять во внимание все его индивидуальные характеристики, а также практические и экономические аспекты его разработки.

Когда конденсатный пласт ограничен непосредственно краевыми водами в отсутствии нефтяной оторочки, его разработка упрощается. Если краевые воды могут обеспечить достаточно активный водяной напор для поддержания пластового давления вблизи точки конденсации и не существует ограничения скоростей отбора, то возврат газа в пласт, очевидно, не нужен [1]. Однако существование таких активных водяных напоров мало вероятно, за исключением сильно трещиноватых известняков. В некоторых случаях практически можно достигнуть поддержания давления путем дополнительной закачки воды. Кроме того, развитие заметных скоростей естественного поступления краевой воды требует некоторого падения давления в конденсатном пласте. Если краевые воды обладают подвижностью, то размещение эксплуатационных скважин вблизи контакта вода — газ вызывает продвижение вод в пласт вследствие наложения местных падений давления и медленного убывания давления в газовой шапке, связанного с неполным замещением отбираемого газа.

---

[1] Равновесное насыщение газом порядка 5—15% может наблюдаться в водонасыщенной зоне, но потеря этого газа не носит серьезного характера по сравнению с экономией в стоимости оборудования по закачке газа, в случае применения процесса циркуляции.

При размещении эксплуатационных скважин в присводовой части структуры получается безводная добыча конденсата [1]. При этом можно получить высокую площадную эффективность вытеснения путем заложения нагнетательных скважин ниже границы газовой шапки и в водоносной зоне. Таким путем можно осуществить напор на газ в направлении эксплуатационных скважин даже у самых контуров конденсатного пласта и предупредить возникновение мертвого пространства позади нагнетательных скважин, даже если они вскрыли газоносный пласт. Это увеличение эффективности площадного вытеснения должно полностью компенсировать более высокое сопротивление течению газа в водяной зоне впереди нагнетательных скважин. При этом некоторое количество воды вытесняется в газовую шапку, но она постепенно рассеивается и оседает на породе раньше, чем достичь эксплуатационных скважин. Кроме получения повышенной эффективности вытеснения, размещение нагнетательных скважин за водогазовым разделом дает возможность использовать сухие скважины, пробуренные для оконтуривания пласта. Этот прием не очень распространен, но он успешно применялся на некоторых месторождениях побережья Залива.

Было отмечено, что при осуществлении процесса циркуляции обычно не наблюдается полное замещение общих отборов жидкостей, в результате чего происходит медленное падение давления и некоторая конденсация жидкости. Имеется и другая причина ретроградного скопления жидкости в процессе циркуляции, а именно падение давления вокруг эксплуатационных скважин. Добываемая пластовая жидкость проходит через кольцевое пространство, непосредственно окружающее ствол скважины, и в результате ретроградной конденсации возникает насыщение порового пространства призабойной зоны вблизи ствола скважины до тех пор, пока конденсат не станет мобильным и не вытеснится в скважину вместе с газовой фазой. Площадь, на которой создается предельное насыщение, в процессе разработки залежи распространяется постепенно в направлении от эксплуатационной скважины.

Давление на точке конденсации для жидкости, выходящей из скважины, соответствует давлению на границе площади подвижности конденсата и должно теоретически возрастать с расширением области этой подвижности при условии, что пластовое давление в целом остается постоянным.

Можно высчитать скорость образования насыщения жидкой фазой пористой среды, решив уравнение

$$\frac{d\varrho}{dt} = \frac{Q}{2\pi r h f} \frac{dp}{dr} \frac{dC}{dp}, \qquad (2)$$

---

[1] Это относится лишь к поступлению краевых вод в эксплуатационные скважины. Добыча конденсата всегда сопровождается пресной водой, которая содержится в паровой фазе в пласте и выделяется вместе с конденсатом при понижении температуры и давления.

где Q — дебит; h — мощность пласта; f — его пористость; dp/dr — градиент давления на радиусе r; C — содержание конденсируемых фракций жирного газа на единицу объема, приведенное к поверхностным условиям. Принимая радиальное распределение давления установившимся, первоначальное пластовое давление 272 *ат*, перепад давления 34 *ат*, получается градиент давления при радиусе 1 *м* примерно 11,2 *ат* на 1 *м*.

При $h = 15$ *м*, $f = 0{,}25$ и $Q = 14{,}285 \cdot 10^4$ *м*^{3}/*сутки* коэффициент для dC/dp становится $21{,}624 \cdot 10^4$/*ат*/*сутки*. Значение dC/dp вблизи точки конденсации некоторых пластовых жидкостей, по которым имеются данные, составляет величину порядка $1{,}5 \times 10^{-5} \div 10^{-6}$ *см*^{3}/*см*^{3} *ат*. Отсюда площадь в пределах радиуса 1 *м* вокруг забоя скважины насыщается жидкой фазой до степени подвижности в течение нескольких часов или, самое большее, дней. Скорость насыщения меняется обратно пропорционально квадрату радиуса, и потребуется около 1,7 года, чтобы на расстоянии 30 *м* от ствола скважины наступило насыщение конденсатом в 20%, даже если dC/dp составляет $1{,}5 \cdot 10^{-5}$ *см*^{3}/*см*^{3}/*ат* *.

Насыщение конденсатом по существу прямо пропорционально квадрату падения давления или квадрату отбираемого дебита. Это накопление может достигнуть значительной величины в плотных породах, дающих обогащенный газ, но оно не отражает основных потерь в большинстве процессов циркуляции газа.

К моменту завершения циркуляции часть жидкой фазы испарится вновь, когда сухой газ начнет проходить сквозь призабойную зону скважины.

В основе рассмотренного анализа эксплуатации конденсатных пластов лежит предпосылка, что накопление жидкой фазы в пласте происходит в результате ретроградной конденсации и что эта жидкость по сути не извлекается на поверхность. Однако с физической стороны это не совсем правильно. Правда, за исключением призабойной зоны эксплуатационных скважин, насыщение конденсатной жидкостью порового пространства слишком мало, чтобы сообщить ей какую-либо подвижность, поэтому конденсат остается в недрах при добыче остаточного жирного газа. Это явление подтверждается фиг. 196—198, согласно которым содержание конденсата в газе, поступающем из скважины, уменьшается с падением давления. В принципе же можно испарить или «осушить» сконденсированную в пласте жидкость, подвергнув ее воздействию сухого газа. Так, в равновесных условиях количество молей сухого газа N с фракционным составом n_d, необ-

---

* Если пренебречь влиянием накопления жидкости на распределение давления, то динамику образования насыщения жидкостью в зависимости от времени и радиального расстояния можно легко вычислить при помощи уравнения (2). Было показано, что накопление конденсата вблизи ствола скважины не оказывает влияния на производительность скважины.

ходимое для превращения моля жидкости состава n_{i0}, полностью в пар, будет

$$N = \frac{\sum (n_{i\,0}/K_i) - 1}{1 - \sum (n_{id}/K_i)}, \qquad (3)$$

где K_i — константа равновесия при пластовой температуре и давлении. Принимая состав пластовой жидкости согласно приведенному на фиг. 183, где сухой газ состоит из 88,14% метана, 8,46% этана, 2,94% пропана, 0,18% бутанов, 0,08% пентанов, 0,09% гексанов и 0,11% гептанов + остальное, можно найти, что для испарения одного моля ретроградной жидкости, выпавшей в пласте при истощении давления до 170, 102, 68 и 34 *ат*, необходимо соответственно 20,8; 46,8; 56,9; 55,4 молей сухого газа.

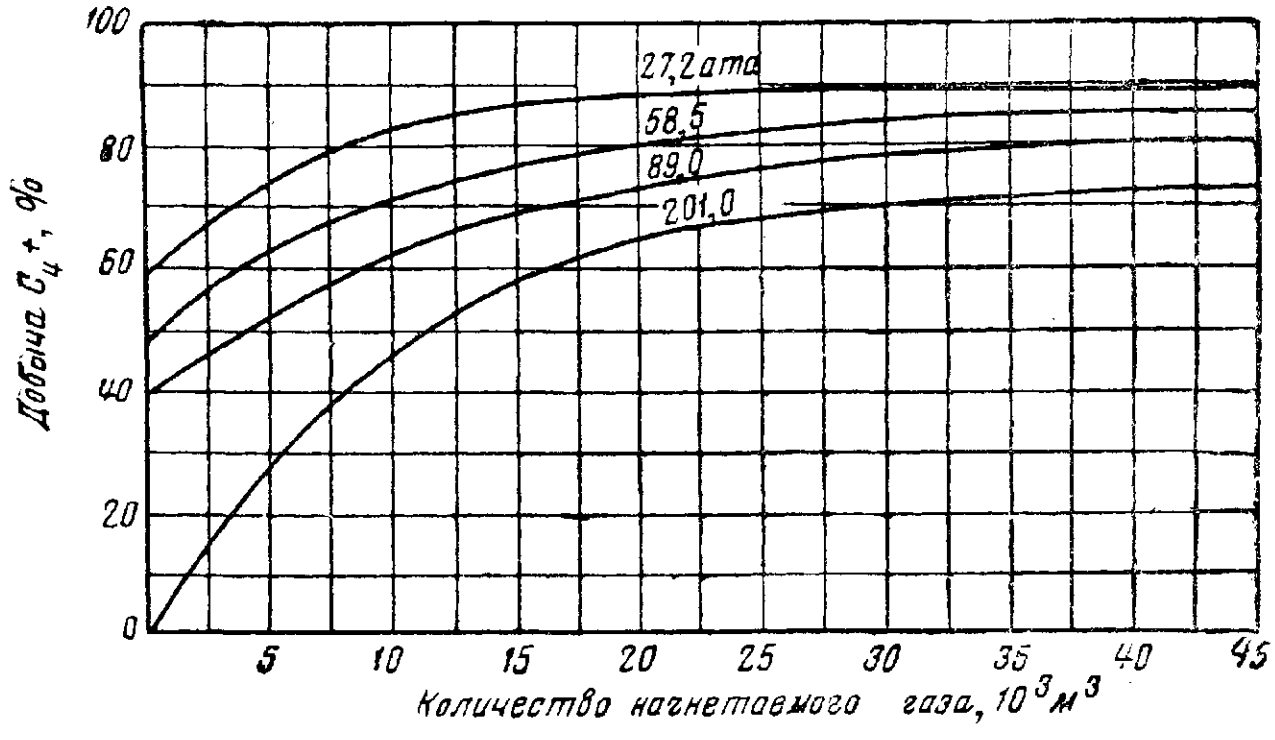
В силу этой возможности превратить вновь в пар сконденсированную в пласте жидкость путем контакта ее с сухим газом возникает вопрос, необходим ли по существу процесс циркуляции на точке конденсации, а также не достаточно ли одного вытеснения сухим газом при низких давлениях для извлечения первоначального содержания пластового конденсата. Со строго физической точки зрения очевидно, что процесс циркуляции при низком давлении может дать такую же добычу, что и при циркуляции на точке конденсации.

Характеристики разработки путем истощения гипотетического конденсатного пласта, содержащего жирный газ, изображенные на фиг. 182—184, подтверждают это положение. Были проделаны последовательные вычисления количества сконденсировавшейся жидкости, захватываемой сухим газом при его прохождении через колонку песка. Эта жидкость осталась в песке в результате отбора газа до различных предельных давлений. После такого определения процесса испарения и вытеснения в зоне с однородной проницаемостью было вычислено комплексное поведение для многослойной системы с гауссовым распределением проницаемости, принятым коэффициентом отклонения 0,7985 для логарифма проницаемости и эффективностью площадного вытеснения 75%. Добыча C_4+ в процентах в зависимости от общего количества газа, прошедшего через гипотетический резервуар при различных давлениях, приведена на фиг. 200.

Согласно фиг. 200 общая добыча конденсата для данных объемов нагнетаемого газа увеличивается с уменьшением давления в процессе циркуляции, хотя добыча на единицу объема нагнетаемого газа, т. е. наклоны кривых, располагается выше при циркуляции на точке конденсации. Это показывает, что большие циркуляционные количества газа, необходимые для эффективного вытеснения в менее проницаемых зонах пласта и для вторичного испарения сконденсировавшейся жидкости при низком давлении, могут иногда составить газовый объем, который в стандартных условиях измерения будет меньше ограниченного циркуляционного потока, необходимого для процесса нагнетания газа при точке конденсации или высоком давлении. Так, поровые объемы

нагнетаемого газа при эффективности вытеснения 100%, требуемые для получения добычи 4000 *л* C_4+ на 28,6 *м*³ углеводородного порового пространства, оказались соответственно 2,0; 5,1; 5,9; 7,8 для давлений в процессе циркуляции 200; 89; 58,5 и 27,2 *ат*. Это дает объем нагнетаемого газа, приведенный к замеру на поверхности, 10 200; 11 315; 8 430 и 4 900 *м*³.

Полученные численные значения применимы лишь к гипотетической системе, приведенной на фиг. 200. Для различных составов пластовой жидкости и сухого газа соответствующие относительные объемы будут различны. Если объем накопления жидкости при падении давления в пласте выше или содержание



Фиг. 200. Расчетные кривые изменения суммарной добычи конденсата (C_4+) в зависимости от количества нагнетаемого газа для гипотетического газоконденсатного пласта на каждые 100 *м*³ порового пространства, занятого углеводородами, и при различных пластовых давлениях.

тяжелых компонентов и молекулярный вес больше по сравнению с системой (фиг. 182—184), то объем сухого газа, необходимый для вторичного испарения конденсата, будет соответственно выше, и процессы циркуляции при низком давлении могут потребовать больших количеств закачиваемого газа для получения эквивалентной добычи. Неоднородность проницаемости вследствие слоистости пласта и общая эффективность площадного вытеснения также влияют на сравнительную производительность процесса циркуляции при низком давлении и на точке конденсации.

Все вычисления по процессу циркуляции при низком давлении, на которых основана фиг. 200, предполагают полное равновесие между нагнетаемым сухим газом и местной жидкой фазой. Это представление довольно обоснованно вследствие сильной дисперсии жидкой фазы в пласте, а также длительности перемещения и времени контакта сухого газа до выхода его из продуктивного коллектора. Лабораторные эксперименты, где скорость движения

сухого газа значительно выше, чем в естественных пластах, показали, что испарение жидкой фазы подчиняется законам фазового равновесия.

Если в пласте и существуют условия, аналогичные приведенному иллюстративному примеру, то кривые на фиг. 200 все же не доказывают, что процесс циркуляции при низком давлении необходим с промышленной точки зрения. Важным фактором, не учитываемым на фиг. 200, является то, что завершение процесса циркуляции не приводит к прекращению эксплуатации пласта. Запас сухого газа в последнем, если он подвергался процессу циркуляции при точке конденсации, представляет существенный плюс с экономической точки зрения. Кроме того, часть пласта, не охваченная процессом вытеснения, содержит еще свое первоначальное содержание конденсата. Очевидно, при эксплуатации пласта, подвергавшегося процессу циркуляции при давлении точки конденсации или любом давлении, выше конечного давления прекращения процесса, пласт дополнительно отдает свой остаточный сухой и жирный газ при механизме полного истощения давления. Поэтому к добыче конденсата, полученного во время циркуляции газа, необходимо прибавить ту добычу, которая будет получена из объема газа, не захваченного вытеснением. Только тогда можно сопоставить величину суммарной добычи при процессе циркуляции на давлении точки конденсации и низком давлении.

При циркуляции газа под высоким давлением через пласт проходит лишь небольшое число поровых объемов газа. Поэтому нетронутый объем жирного газа в пласте будет выше, чем при циркуляции под низким давлением. Дополнительная добыча конденсата при истощении пласта в первом случае будет соответственно выше. Дополнительные вычисления количества этой добычи при пластовых условиях, лежащей в основе фиг. 200, показывают, что конечная добыча в процессе циркуляции под давлением на точке конденсации по существу аналогична циркуляции под низким давлением, но при одном и том же конечном давлении прекращения эксплуатации. Этот вывод приложим к относительно богатым конденсатом пластовым газам.

Помимо суммарной добычи конденсата, имеются и другие факторы для сравнения эффективности процесса циркуляции на различных давлениях. При одной и той же производственной мощности установки для переработки газа эксплуатационная жизнь пласта короче в процессе циркуляции под низким давлением. Однако для поддержания мощности установки в процессе циркуляции под низким давлением требуется значительно большее число скважин по сравнению с циркуляцией под давлением на точке конденсации, так как при неизменном перепаде давления текущие дебиты нагнетательных и эксплуатационных скважин прямо пропорциональны среднему пластовому давлению. Можно частично компенсировать это требование поддержанием более высоких перепадов давления, но для этого требуется уве-

личение расходов на компримирование газа. Стоимость газопроводов и значительной части всего оборудования завода будет выше при переработке газовых объемов с низким давлением.

Если не осуществлять процесса циркуляции, то происходят большие потери в добыче конденсата при условии, что пласт по существу является подходящим объектом для процесса циркуляции. Общая добыча C_4+ из пласта при циркуляции под низким давлением теоретически может быть аналогичной получаемой от процесса под давлением точки конденсации, но в первом случае может произойти утечка значительной части ожижаемых углеводородов, которые присутствуют в газе помимо извлекаемого устойчивого конденсата. Если завод для извлечения конденсата не будет сооружен на протяжении начального периода истощения пластового давления, то большая часть сжижаемых углеводородов потеряется в сепараторных газах.

Относительные преимущества циркуляции под низким давлением и давлением на точке конденсации возбуждают меньшую дискуссию, когда конденсатный пласт залегает поверх нефтяной зоны значительной мощности. Тогда предварительная фаза истощения пласта приводит к пониженной суммарной нефтедобыче, а также к потере промежуточных ожижаемых углеводородов в конденсатных и растворенных газах.

Для получения сжатых сроков разработки месторождения при условии сбыта всего имеющегося газа отбор последнего в процессе истощения пластового давления должен происходить быстрее нормального истощения нефтяной зоны.

Когда истощение нефтяного пласта проходит одновременно с истощением в газовой шапке, такой метод разработки уничтожает влияние процессов поддержания давления и вытеснения газом на суммарную нефтеотдачу. Если в процессе истощения нефтяной зоны произошла бы задержка, то возникла бы серьезная опасность перехода нефти в газовую шапку с еще большей потерей в конечной нефтедобыче. В таких комплексных пластах циркуляция под высоким давлением хотя и удлиняет сроки эксплуатации, но, несомненно, приводит к повышенной суммарной нефтеотдаче при условии, что процесс циркуляции по существу желателен для создания в пласте газовой шапки. Если в месторождении существует активный водяной напор, то трудности предотвращения попадания нефти в газовую шапку в процессе истощения пластового давления значительно усиливаются, и циркуляция газа под высоким давлением представляет единственный надежный способ эксплуатации месторождения.

Уже отмечалось, что возникновение ретроградной изотермической конденсации для смеси углеводородов ограничивается условием нахождения температуры пласта между критическим ее значением и крикодентермом, а пластового давления по крайней мере в интервале его критической величины. Если пластовая температура превышает температуру крикодентерма, то углеводородная смесь независимо от давления находится в однофаз-

ном состоянии. Тогда внутри пласта [1] нет ретроградной конденсации, и подземный резервуар будет работать как газовое месторождение, даже если конденсат на поверхности и выделяется из газа. При этом для получения добычи конденсируемых углеводородов отсутствует необходимость в процессе циркуляции или поддержании давления. Месторождения подобного типа были открыты и разрабатывались как газовые, хотя состав пластовой продукции показывал, что это залежи с тощим конденсатом.

Если характеристику жирного газа, дающего конденсат, перемещать по граничной кривой точки конденсации на фазовой диаграмме с непрерывным понижением температуры мимо критической точки, то насыщенный пар на точке парообразования переходит в жидкость (фиг. 180). Если бы последняя добывалась из скважины, то жидкие продукты, извлекаемые из нее, были бы тождественны первоначальной жидкости, получаемой при эксплуатации газового пласта на точке конденсации. Объясняется это тем, что фазовое разделение в любом конечном состоянии, например, в атмосферных условиях, не зависит от исходного состояния компонентов. В пласте, содержащем углеводородную жидкость на точке парообразования, газовая фаза возникает в процессе падения давления [2].

Если рассматривать углеводородную жидкость конденсатного пласта эквивалентной сырой нефти, то заметно, что она обладает ненормально высоким коэффициентом пластового объема. Добыча тяжелых жидких компонентов под влиянием растворенного газа обычно мала (параграф 7.4), несмотря на малую вязкость жидкой фазы. Если же добываемый газ, богатый компонентами конденсируемой жидкости, переработать на газолиновом заводе, можно сильно повысить суммарную добычу жидкой фазы.

Насыщение газовой фазой в пласте развивается быстро, пока проницаемость для газа не очень высока по сравнению с аналогичной величиной для жидкости. После этого в результате длительного отбора газа жидкость по мере падения пластового давления оседает на породе. При этом извлекается значительная часть более легких промежуточных углеводородов, но большая часть C_7+ остается, вероятно, не извлеченной в пласте.

При помощи поддержания давления можно предотвратить быструю усадку жидкой фазы в таких месторождениях. Если нефтяной коллектор можно разрабатывать путем гравитационного дренирования с закачкой газа в присводовую часть структуры, то разница между средним начальным насыщением и остаточным насыщением показывает непосредственную суммар-

---

[1] Пластовая жидкость следует фазовой диаграмме «давление — температура»; она представлена на фиг. 180 прямой линией, параллельной *ABDE* и лежащей вправо от кривой точки конденсации.

[2] Пластовая жидкость следует в фазовой диаграмме «давление—температура», выраженной на фиг. 180, прямой линии, параллельной *ABDE* и лежащей влево от точки *C*.

ную нефтеотдачу. Последующее истощение пластового давления должно обеспечить дополнительную добычу промежуточных углеводородных компонентов из остаточной нефти. Длительная закачка газа или процесс циркуляции могут создать по крайней мере частичное испарение последней. Естественные водяные напоры или закачка воды за контур нефтеносности препятствуют усадке жидкой фазы и понижают насыщение пласта остаточной нефтью.

Были обнаружены конденсатные месторождения с низкими газонефтяными факторами. Жидкая фаза в таких пластах принадлежит определенно к конденсатному типу. Но содержание газа в них относительно мало, а критическая температура смеси, очевидно, превышает пластовую температуру. Вместо полного испарения на точке конденсации пластовая температура и давление сохраняют жидкую фазу на точке парообразования.

10.10. Заключение. Конденсатные пласты являются единственными в своем роде залежами легких углеводородов, имеющими особые термодинамические свойства пластовой жидкости, которая представляет в пластовых условиях насыщенный пар, подвергающийся при снижении давления ретроградной конденсации жидкой фазы. Состав углеводородной жидкости конденсатных залежей состоит в значительной степени из метана и его гомологов. Жидкая фаза, образующаяся из пара, обычно окрашена в соломенно-желтый цвет и имеет малый удельный вес. Критическая температура смеси обычно ниже пластовой температуры, а критическое давление имеет величину порядка пластового давления. Средний молекулярный вес тяжелых компонентов конденсатной жидкости значительно ниже, чем у сырых нефтей. Газоконденсатный фактор в добыче из таких пластов выше, чем при добыче сырой нефти и природного газа. Пластовые «жирные» газы считаются «богатыми», если газоконденсатный фактор составляет 1800 $м^3/м^3$, но многие конденсатные месторождения дают добычу при газовых факторах 9000 $м^3/м^3$ и выше.

Когда пластовое давление вследствие отбора жидкости падает в таких залежах ниже точки конденсации, в пласте происходит образование жидкости. Этот процесс конденсации (ретроградный) продолжается до тех пор, пока давление не упадет до значения 68—136 *ат* в зависимости от начального состава жирного газа и пластовой температуры.

Ниже этого давления возникает нормальное испарение, и объем пластовой жидкости уменьшается (фиг. 182). Так как ожижаемые компоненты составляют незначительную часть всего жирного газа, то однократная конденсация последнего в пласте вызывает насыщение конденсатом только 5—18% порового пространства (фиг. 181). Выпавшая жидкость остается в недрах пласта, а из скважин добывается газовая фаза. Вследствие такого разделения жидкой фазы состав добываемого газа непре-

рывно меняется (фиг. 184), а газоконденсатный фактор растет, пока не будет достигнуто давление, соответствующее максимуму ретроградной конденсации.

Состав пластовой жидкой фазы также непрерывно меняется, так как к ней добавляются тяжелые фракции остаточного газа (фиг. 183), адсорбировавшиеся на породе. Количество выпавшей углеводородной жидкости вследствие истощения давления в пласте может достигать 30—60% от первоначального ее содержания. При этом теряется больше тяжелых, чем промежуточных углеводородов, хотя значительную часть последних можно отбирать в сепараторах при условии, что добываемая жидкость не перерабатывается на газолиновых установках. Потери в пласте возрастают, очевидно, по мере увеличения содержания тяжелых компонентов в жирном газе.

При описании конденсатных пластов по аналогии с системами «сырая нефть — природный газ» пользуются терминами газонефтяной и газоконденсатный фактор, но последние недостаточно точны для детальной промышленной характеристики залежи. Состав добываемого газа и жидкой фазы меняется на протяжении всего периода разработки и зависит от условий сепарации. Более удовлетворительное описание содержимого конденсатного пласта и его добычи основывается на составе пластовых жидкостей. Процесс получения конденсата при естественном истощении пластового давления можно выразить через суммарную добычу отдельных компонентов или соответствующих групп их в зависимости от пластового давления.

Для практических целей динамическое поведение конденсатного пласта можно считать тождественным с режимом нормального газового пласта, т. е. суммарная молевая добыча углеводородов уменьшается приблизительно линейно с падением пластового давления [уравнение 10.3 (2)].

Предупреждение ретроградных потерь более тяжелых компонентов в пласте в результате падения давления можно получить поддержанием пластового давления при помощи обратной закачки газа. Когда в пласт нагнетается обратно добытый газ, но уже лишенный своего жидкого содержания, такой процесс называется «циркуляцией газа». При проектировании процесса циркуляции необходимо выбрать такое распределение скважин, которое дало бы эффективное вытеснение жирного пластового газа нагнетаемым сухим газом. Сетка скважин в принципе должна соответствовать основной геометрии пласта.

Теоретический анализ простых систем размещения скважин показывает порядок величины эффективности вытеснения, которую можно получить в том или ином случае, а также основные факторы, управляющие эффективностью вытеснения. По аналогии с такой же задачей при вторичной эксплуатации эффективность вытеснения определяется как часть продуктивной площади, где проводится циркуляция газа, охваченная вытеснением к моменту первого прорыва в скважины сухого газа.

Когда пласт можно рассматривать как прямоугольную площадь, то наиболее эффективным методом разработки его при циркуляции газа является вытеснение «от края до края» залежи. При этом нагнетательные скважины размещаются по одной стороне, а эксплуатационные скважины по другой стороне пласта. Для однородной пористой среды бесконечной протяженности часть площади между скважинами, охваченную вытеснением к моменту первого поступления сухого газа в эксплуатационные скважины, можно получить аналитическим путем [уравнение 10.5 (4)].

Найдено, что площадь, не охваченная вытеснением, не зависит от расстояния между нагнетательными и эксплуатационными скважинами, пока это расстояние равняется половине интервала между скважинами одного профиля или превышает его [уравнение 10.5 (5)]. Отсюда следует, что эффективность вытеснения растет с расстоянием между рядами нагнетательных и эксплуатационных скважин при неизменном расстоянии между скважинами одного вида. Этот вывод обладает значительной общностью и подтверждается для размещения скважин с бесконечной линией напора. Размещение скважин для процесса циркуляции газа, где нагнетательные скважины размещены на равном расстоянии по круговому контуру, а в центре залежи расположена одна эксплуатационная скважина, или же наоборот, обладает эффективностью вытеснения, которая выражается отношением числа скважин, расположенных по кольцу, к этому же числу + 2 [уравнение 10.5 (10)]. Эффективность вытеснения быстро приближается к единице по мере увеличения числа скважин по кольцевому контуру. Если нагнетательные и эксплуатационные скважины размещены по концентрическим окружностям с равным и равномерным угловым расстоянием [уравнение 10.5 (11)], получаются аналогичные, хотя и более сложные, результаты.

Можно получить также аналитические решения для двустороннего размещения процесса циркуляции с нагнетательными скважинами, расположенными вдоль осевой линии, и эксплуатационными скважинами на противоположных параллельных сторонах прямоугольной залежи или же наоборот. При этом можно получить различный эффект в зависимости от расстановки эксплуатационных скважин (или нагнетательных скважин) на различных расстояниях от контура с учетом площади продуктивного пласта конечной протяженности. Так, суммарная эффективность вытеснения увеличивается от 36,9% при расположении ряда эксплуатационных скважин от центральной нагнетательной линии на расстоянии, равном 57% половины ширины пласта, до 74,1%, когда эксплуатационный ряд скважин размещен вдоль естественных контуров пласта. Вычисление состава добываемой жидкости после прорыва сухого газа показывает, что содержание жирного газа резко падает и достигает значения 15% от добычи комплексной пластовой жидкости ко времени, когда количество общего переработанного газа равно примерно 1,3 пластового углеводородного порового объема (фиг. 191).

Общее количество переработанного газа к моменту прекращения процесса циркуляции, соответствующего добыче с 15% содержания жирного газа в пласте, не зависит так резко от размещения эксплуатационных скважин. Однако общая добыча жирного газа возрастает с 64 до 96%, если эксплуатационные скважины передвинуть к границе пласта от их начального расстояния от нагнетательных скважин, на 57% половины ширины пласта (фиг. 192).

Размещение скважин для процесса циркуляции при более сложной геометрии пласта можно изучать эффективно лишь при помощи электролитических моделей.

Наибольшей точностью и гибкостью обладают потенциометрические модели. На последних можно определять фронт продвижения нагнетаемых в пласт жидкостей для систем с различной мощностью и проницаемостью почти так же легко, как и для систем со строго однородными характеристиками. Глубина электролита в потенциометрических моделях устанавливается пропорциональной произведению проницаемости и эффективной мощности продуктивного горизонта в соответствующей точке естественного пласта [уравнение 10.6 (5)]. Помещая в электролитическую ванну электроды входного и выходного тока геометрически подобно размещению нагнетательных и эксплуатационных скважин, можно получить распределение напряжения в модали пропорционально эффективной функции потенциала, выраженной интегралом давления — отношения плотности жидкости к ее вязкости [уравнение 10.6 (4)]. Местные скорости жидкости будут пропорциональны градиентам напряжения по линиям тока. Последние измеряются при помощи четырехзондового электрода; два зонда устанавливаются по эквипотенциалу, а другая пара, нормальная к первой, расположена по линии тока. Приращения времени для движения жидкости вдоль линий тока прямо пропорциональны произведению плотности газа и пористости вытеснения и обратно пропорциональны проницаемости и градиенту напряжения.

На практике изменения проницаемости не учитываются, и мощность электролитической ванны делается геометрически подобной изопахитам пласта.

Изменение плотности газа влияет на характер движения в пласте нагнетаемого агента, но оно становится в основном важным фактором в призабойной зоне нагнетательных и эксплуатационных скважин и обычно не учитывается. Модели этого типа использовались при определении оптимума размещения скважин в процессе циркуляции газа, а также при истолковании наблюдений за осуществлением этого процесса в естественных месторождениях.

Вообще можно найти такое размещение скважин, при котором эффективность вытеснения составляет 60—80% площади, подлежащей вымыванию газом, и которое не является чрезмерно

большим. Но одна расстановка скважин не обеспечивает эффективного вытеснения жирного пластового газа. Эффективность площадного вытеснения резко падает вследствие неоднородной проницаемости пласта, связанной со слоистостью последнего. Слоистость продуктивного коллектора приводит к наложению процессов вытеснения в отдельных слоях, где прорыв сухого газа наступает последовательно согласно величине проницаемости. Поведение комплексной системы для любого типа изменения проницаемости легко сформулировать в общих аналитических выражениях.

Приближенное представление о послойной проницаемости продуктивных пластов дается экспоненциальным изменением проницаемости с глубиной залегания, т. е. принимается, что слои расположены с глубиной с последовательно возрастающей проницаемостью. Тогда отношение максимума эффективной проницаемости к минимуму дает параметр слоистости, определяющий режим комплексного пласта. Если принять также, что содержание жирного газа в продукции из отдельных зон после прорыва сухого газа экспоненциально уменьшается с общим объемом циркулирующего газа, можно легко вычислить при различных параметрах слоистости динамику состава продукции и общей добычи жирного газа во время прорыва. Конечная эффективность вытеснения к моменту первого прорыва сухого газа уменьшается приблизительно обратно пропорционально логарифму параметра слоистости. Когда последний равен 10, первый прорыв сухого газа возникает после того, как вытеснению подвергается лишь 35,2% пласта, даже если эффективность площадного вытеснения составляет 90%. Для соотношения слоистости 100 комплексная эффективность вытеснения равняется 19,35 и 12,9% при эффективности площадного вытеснения 90 и 60%.

Резкое снижение эффективности вытеснения, связанное с послойной проницаемостью, на практике компенсируется тем, что процесс циркуляции обычно продолжают после начального прорыва сухого газа до тех пор, пока состав продукции из скважины не достигнет концентрации 10—25% жирного газа. Суммарная добыча жирного газа при концентрациях, приводящих к прекращению процесса циркуляции, очевидно, на много выше комплексной эффективности вытеснения (добыче при первом прорыве сухого газа) и возрастает с понижением предела содержания жирного газа, за которым следует прекращение процесса циркуляции. Это понижение не имеет серьезного значения, пока параметр слоистости не превысит 10.

Суммарная добыча жирного газа в процессе циркуляции уменьшается приблизительно логарифмически с соотношением слоистости. Последняя величина определяет в конечном счете эффективность процесса циркуляции газа. Эффективность площадного вытеснения сама по себе имеет второстепенное значение, исключая высокооднородные пласты.

Общий проходящий через пласт объем газа в процессе цир-

куляции сначала возрастает с увеличением параметра слоистости, достигает максимума, а затем убывает (фиг. 185).

Обычно наблюдающийся на практике общий объем проходящего через пласт газа не превышает 2,2 первоначального пластового углеводородного объема, но может быть и меньше, когда из высокослоистых пластов вытесняется небольшое количество жирного газа. Эффективность площадного вытеснения влияет на циркуляционный объем проходящего через пласт газа лишь в интервале низких параметров слоистости.

Многие конденсатные залежи, где осуществлялся процесс циркуляции газа и поддерживалось первоначальное давление точки насыщения, разрабатывались при существенно постоянном составе продукции до прорыва сухого газа. Вместе с тем имеются конденсатные пласты, которые разрабатывались путем естественного истощения давления. В подобных пластах, например, в месторождении Ла Бланка в Техасе, по мере падения пластового давления был зарегистрирован непрерывный рост газоконденсатных факторов. Промысловые наблюдения подтверждают основное термодинамическое явление ретроградной конденсации и неподвижность фазы конденсируемой жидкости в пласте. Для пластов, подвергавшихся процессу циркуляции, но где пластовое давление не поддерживалось полностью обратной закачкой газа, например, в месторождении Ла Глория в Техасе и месторождении Коттон Валлей в Луизиане, наблюдался аналогичный рост газоконденсатных факторов, хотя и не такой быстрый.

Анализ поведения пласта Бодкоу из месторождения Коттон Валлей показал, что изменение состава добываемой жидкости соответствовало фактически установленному в лабораторных экспериментах над фазовым состоянием пластовой углеводородной смеси. Исследования простаивающих скважин в этом месторождении установили вытесняющее действие сухого газа в песчанике Бодкоу (фиг. 199) и показали хорошее согласие с теоретическими выводами, основанными на замеренном колебании проницаемости в пласте. Этот пласт относительно однороден, и принятое размещение скважин способствует высокой эффективности вытеснения. Предполагается, что 85% запасов жирного газа будет извлечено из пласта, причем переработанный объем газа равняется 115% начального содержания газа в пласте.

В принципе углеводородное содержимое конденсатных пластов может быть извлечено полностью при помощи циркуляции газа. Однако этот вывод не налагает условия повсеместного применения этого процесса. Осуществление его должно исходить из экономических соображений. Контролирующими факторами являются обогащенность жирного газа конденсатом, размеры пласта и его однородность. Тощие газы в основном претерпевают меньшие ретроградные потери при падении пластового давления, и общее значение подобных потерь будет соответственно ниже.

Отсюда осуществление процесса циркуляции в пластах, где конденсат добывается при газовом факторе 9000 $м^3/м^3$ и выше, обычно считается неэкономичным.

Пласты с малыми запасами газа также не представляют интереса для процесса циркуляции вследствие ограниченного значения ретроградных потерь, возникающих при истощении пластового давления.

Сомнительным также является экономический успех процесса циркуляции газа в сильно слоистых пластах вследствие низкой эффективности вытеснения.

При оценке добычи конденсата, получаемого из залежи в процессе циркуляции газа, необходимо добавить к ней добычу при истощении давления пластового объема, не охваченного вытеснением, которая будет получена в процессе выпуска газа из пласта, подвергавшегося циркуляции. Конечное увеличение добычи конденсата в результате комплексного процесса циркуляции и естественного истощения давления по отношению к простому истощению пластового давления необходимо сравнить с капиталовложениями на газоперерабатывающую и компрессорную установку, бурение скважин, необходимых для нагнетания, газопровод для нагнетания и связанные с этим эксплуатационные расходы.

Ретроградные потери ожижаемых углеводородов при полном истощении давления залежи обычно колеблются от 30 до 60% начального содержания их в пласте. Заметная часть соответствующей потенциальной добычи углеводородов — 70—40% — уносится сепараторными газами, если они в дальнейшем не подвергаются переработке.

Успешное проведение процесса циркуляции должно дать по меньшей мере 50% суммарной добычи конденсата, а последующее естественное истощение давления — дополнительное количество ожижаемых продуктов.

Общий дебит жидких углеводородов равняется 60—80% первоначального содержания конденсируемых продуктов в пласте.

Когда конденсатный пласт имеет оторочку нефти заметного размера, проект разработки его должен предусматривать максимальную добычу для обеих систем. Наиболее эффективным методом можно считать ограничение отборов из нефтяной зоны с достаточным возвратом газа в газовую шапку для поддержания полностью пластового давления. Одновременно происходит вытеснение жирного газа в нефтяные скважины. Если невозможно задержать добычу конденсата, можно подвергнуть процессу циркуляции газовую шапку одновременно с отбором нефти при условии, что региональный градиент давления сохраняется от газовой шапки в направлении нефтяной зоны так, чтобы предотвратить перемещение нефти в конденсатный пласт, а также обеспечить поддержание давления в нефтяной зоне. Задержка отбора нефти до окончания полной циркуляции газовой шапки

приводит к эффективной добыче конденсата, хотя замедление процесса добычи нефти может быть неосуществимо с экономической точки зрения. Кроме того, добыча нефти без поддержания давления в пласте не будет столь высокой, как при одновременном процессе циркуляции газа и эксплуатации нефтяной зоны. Однако задержка осуществления процесса циркуляции или возврата газа в газовую шапку до полного истощения нефтяной зоны вызывает падение пластового давления и ретроградные потери в газовой шапке, которые можно было бы предотвратить в значительной степени другими методами разработки.

Когда газовая шапка граничит с краевыми водами, не рекомендуется помещать эксплуатационные скважины вблизи контакта вода — газ. Однако нагнетательные скважины могут заканчиваться внутри водонасыщенной зоны, или можно использовать в качестве таковых «сухие скважины», расположенные вблизи контакта вода — газ. Таким путем можно подвергнуть вытеснению сухим газом все содержимое газовой шапки, а «мертвые» площади, не охваченные вытеснением, свести к минимуму. Закачка сухого газа ниже контакта газ — вода применялась довольно успешно. При этом не было получено доказательств, что водонасыщенная зона над забоями нагнетательных скважин оказывает постоянное и серьезное сопротивление течению газа в пласте.

При полном поддержании пластового давления с помощью циркуляции газа депрессия в призабойной зоне эксплуатационных скважин создает местную конденсацию жидкости. Так как вся добываемая жидкость должна пройти через призабойную зону, то в ней быстро скопляется жидкость, пока не создается насыщение, достаточное для возникновения подвижности жидкой фазы. После этого в ствол скважины вытесняется дополнительно жидкий конденсат. По мере развития процесса эксплуатации зона насыщения жидкостью расширяется от ствола скважины до возникновения подвижности конденсата. Скорость насыщения жидкостью в любой точке призабойной зоны меняется обратно пропорционально квадрату расстояния от эксплуатационной скважины и прямо пропорционально квадрату текущего дебита или перепада давления.

Конечная потеря добычи конденсата в пласте невелика, за исключением малопроницаемых пластов, из которых добывается исключительно богатый газ. Жидкость, скопившаяся в пласте в результате ретроградной конденсации, неподвижна по отношению к вытесняющему действию движущегося газа, за исключением призабойной зоны скважины, где насыщение конденсатом развивается до состояния подвижности последнего. Однако конденсат в пласте подвергается испарению при контакте с сухим газом. Отсюда возникает вопрос, является ли существенно необходимым процесс циркуляции газа на точке конденсации и полное предотвращение ретроградной конденсации в пласте, а также нельзя ли извлекать при помощи циркуляции сухого газа под

низким давлением конденсат, образующийся в результате естественного истощения пластового давления.

Физически, путем циркуляции сухого газа под низким давлением можно извлечь все углеводороды из пласта, но раньше надо доказать, что подобный процесс добычи конденсата экономически оправдан. Практическое значение последнего метода зависит от капиталовложений по сравнению с процессом циркуляции на точке конденсации или под высоким давлением.

Подробный анализ добычи конденсата, которую можно получить при помощи циркуляции газа под различными давлениями вслед за предварительным истощением пластового давления, показал для данных пластовых условий, что суммарная добыча конденсируемой жидкости при одном и том же давлении прекращения эксплуатации по существу не зависит от последовательности процессов циркуляции и истощения и требует того же объема переработанного газа. Однако экономические факторы требуют особого рассмотрения. Если производственные мощности установки для циркуляции под давлением точки конденсации и низким давлением одинаковы, то в последнем случае процесс приводит к более сжатому сроку эксплуатации и повышенной добыче. Но для эксплуатации конденсатной залежи процессом циркуляции под низким давлением с такой же объемной скоростью проходящего через пласт потока газа, что и под высоким давлением, требуется больше скважин и более значительные капиталовложения на газопроводы и оборудование установок.

Если добываемый газ не подвергается переработке в продолжение начальной фазы истощения пласта, то возникают существенные потери промежуточных ожижаемых углеводородов. Не существует простого правила для нахождения оптимального давления циркуляции газа. Если газовая шапка в конденсатном пласте расположена поверх нефтяной оторочки значительных размеров, то для получения максимальной добычи из нефтяной зоны экономическое преимущество имеет процесс циркуляции под высоким давлением. Подобное преимущество становится еще более решающим, если наблюдается сильное действие напора воды в месторождении.

Изотермическая ретроградная конденсация наступает для углеводородной смеси при температурах между критической и криконденtермом. Поэтому та же система ведет себя как нормальный газ, если она присутствует в пласте с температурой, превышающей температуру криконденtерма. При температуре и давлении, соответствующим дневной поверхности, разделение на конденсат и газ будет в этом случае таким же, как и из любого конденсатного пласта, но при условии, что в пласте отсутствует фазовое изменение. Циркуляция газа в этом случае совершенно не нужна, а пласт должен разрабатываться путем истощения давления, как обычное газовое месторождение.

Наоборот если температура пласта ниже критической, то пластовая жидкость находится на точке насыщения, будучи в однофазном состоянии.

Начальная продукция на поверхности тождественна с добываемой при условии, что пластовая жидкость представляет собой насыщенный пар. Однако в пласте происходит быстрое выделение газа и усадка пластовой жидкости, что ведет к уменьшению добычи жидкой фазы. Поддержание пластового давления при помощи закачки газа или воды и вытеснение массы пластовой жидкости необходимо для получения высокой добычи тяжелых углеводородных компонентов.

ГЛАВА 11

РАЗМЕЩЕНИЕ СКВАЖИН, КОЭФФИЦИЕНТЫ НЕФТЕОТДАЧИ И ИЗВЛЕКАЕМЫЕ ЗАПАСЫ

11.1. Введение. Целью настоящей работы является установление физических основ режима нефтяных месторождений с тем, чтобы можно было пользоваться ими на практике, а также использовать физические параметры, получаемые в процессе разработки нефтяных пластов.

Эти физические основы считаются хорошо известными. Однако имеется еще много сторон в пластовых явлениях, которые нуждаются в объяснении и интерпретации. Многое еще необходимо сделать для согласования между собой идеализированных теоретических представлений, формулировок и фактических промысловых наблюдений, раньше чем можно будет получить формулы, имеющие количественное значение и непосредственно применимые к сложным системам, какими являются естественные подземные нефтяные резервуары.

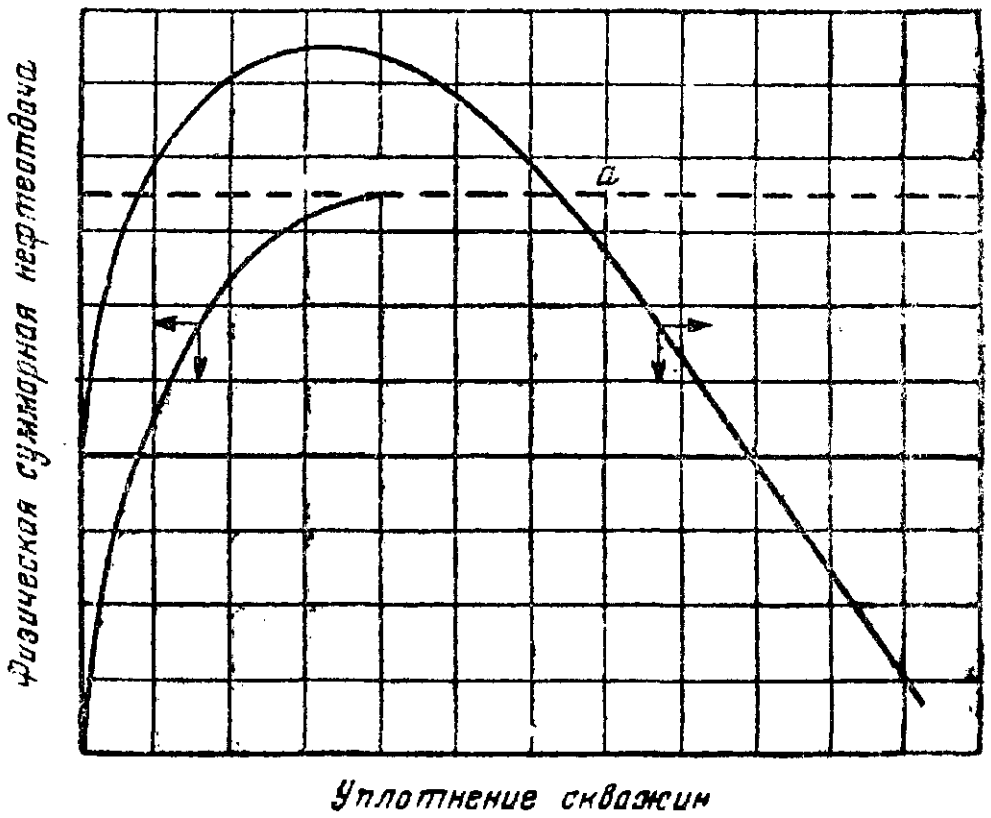
Технология нефтяного пласта требует точных численных формулировок, определяющих систему разработки месторождения в целом и его оценку. Необходимо дать расчетный метод для расстановки скважин. Уточнить извлекаемые запасы нефти и газа до осуществления капиталовложений в бурение, добычу, строительство трубопроводов, газолиновых заводов и т. д.

Конечной практической целью науки о технологии пласта является познание методов разработки и эксплуатации естественных нефтяных коллекторов, обеспечивающих получение максимальной нефтеотдачи. В связи с этим рассмотрим современное состояние проблемы размещения скважин и оценки суммарной добычи.

Несмотря на всю важность этого вопроса, решение этой задачи находится сейчас в менее удовлетворительном положении, чем большинство других задач технологии нефтяного пласта.

11.2. Расстановка скважин. До сих пор еще не получено исчерпывающих доказательств, что можно повысить или понизить

возможную суммарную физическую[1] или промышленную нефтеотдачу путем увеличения количества скважин, дренирующих данный нефтяной пласт, против норм, существующих на практике. Отсутствуют исчерпывающие доказательства, что, уменьшая количество скважин, дренирующих нефтяной пласт, против обычно существующих на практике, можно заметно повысить или понизить возможную суммарную промышленную или физическую нефтеотдачу. Форма кривых зависимости физически или промышленно возможной суммарной нефтеотдачи от плотности скважин на продуктивной площади окончательно не установлена.



Фиг. 201. Схема возможного изменения физической суммарной нефтеотдачи в зависимости от уплотнения скважин.

a — максимально возможная физическая нефтеотдача.

Предельные точки на кривых зависимости «суммарная добыча — размещение скважин» установлены аксиоматически. При нулевой плотности скважин суммарная добыча, физически и промышленно возможная, является нулевой. Для бесконечной плотности скважин физически возможная суммарная добыча является максимальной при условии, что она является вообще переменной величиной. Промышленно возможная суммарная добыча является в последнем случае нулевой, так как разработка нефтяного пласта при неограниченной плотности скважин немедленно приводит к большой убыточности предприятия.

Полагая, что физически возможная суммарная добыча нефти может зависеть от расстановки скважин, зависимость ее от плотности скважин следует кривым, изображенным на фиг. 201.

Наиболее важным фактором, отсутствующим на фиг. 201, является м а с ш т а б плотности скважин. Последняя величина представляет основную неизвестную в задаче по расстановке скважин.

До сих пор не было получено успешного решения проблемы расстановки скважин строго аналитическим путем. Причина этого

---

[1] Термин «физическая суммарная нефтеотдача» принят, чтобы подчеркнуть максимально возможную добычу нефти для данного режима пласта вне зависимости от времени или стоимости извлечения этой нефти. «Промышленная суммарная нефтеотдача» относится к той добыче нефти, которую можно получить безубыточно ко времени прекращения разработки пласта.

заключается, очевидно, в практической невозможности решения основных динамических уравнений [уравнение 4.7(1)] даже для двухразмерных, свободных от влияния силы тяжести систем и без приближений, которые могут исказить или затемнить роль размещения скважин. Однако имеется одно решение указанного уравнения для переходного состояния, имеющее строго численный характер, но ограниченное одноразмерной системой и чисто газовым напором. Это решение недостаточно точно, чтобы, исходя из него, получить новое освещение проблемы размещения скважин.

Лабораторные опыты по расстановке скважин не дали фактически никаких конкретных материалов, так как независимо от методических трудностей, присущих экспериментальной работе, основной нерешенной проблемой является масштаб моделирования. Имеется только несколько экспериментов по линеаризованному истощению пласта при режиме растворенного газа.

Так, модели в несколько метров с небольшим масштабом могут и не обнаружить влияния на механизм вытеснения нефти, изменения расстояний дренирования, измеряемых сотнями метров. Для преодоления этой трудности можно принять в принципе общие критерии подобия. Подобная экспериментальная модель была предложена, но работа с ней создала иные осложнения и потому она еще не применялась к решению проблемы размещения скважин.

Промысловых данных по размещению скважин имеется достаточно, но с точки зрения получения рекомендательных выводов или условий размещения скважин большая часть материала не имеет особого значения и ценности.

Многие старые месторождения, ныне истощенные, разрабатывались и эксплуатировались без документации, необходимой для описания физического характера пласта. В отношении этих месторождений известна общая конечная добыча из них, или добыча на 1 *га*. Даже нефтеотдача на 1 *га м* нефтяного горизонта в них мало достоверна.

Месторождения, вступившие недавно в разработку, имеют ограниченное значение для решения проблемы расстановки скважин в целом, так как их суммарная добыча может быть определена только путем экстраполяции. Подобные расчеты неточны, если производить экстраполяцию на длительном интервале. Ограничение эксплуатационных дебитов, ставшее обычным в течение последних 18 лет, удлинило срок разработки месторождений. Поэтому полученная добыча из последних составляет лишь незначительную часть конечных значений суммарной нефтеотдачи. Кроме того, применение поддержания давления закачкой воды или газа в пласт и получение повышенной нефтеотдачи при первичной эксплуатации ограничивают возможность установления общей зависимости между добычей и расстановкой скважин.

Переход потенциального газового режима в режим частичного или полного вытеснения нефти водой еще более усложняет

истолкование зависимости суммарной добычи от расстояния между скважинами.

При известных физических данных пласта и полной динамике процесса нефтеотдачи из данного месторождения суммарная добыча нефти все же не дает непосредственно роли расстановки скважин в полученной добыче. Эту зависимость можно получить лишь из сравнения добычи по различным месторождениям с разным размещением скважин при прочих равных условиях разработки и физического состояния.

Так как эти условия для естественных нефтяных пластов сильно различаются, то проблема размещения скважин остается по существу статистической. Это обстоятельство усложняет накопление данных по комплексу нефтяного пласта и добыче нефти, необходимых для получения конкретных выводов.

По существу проблема размещения скважин относится к зависимости между величиной и эффективностью дренирования нефти и расстоянием между эксплуатационными скважинами. Если бы можно было найти подобную зависимость, она заключала бы в себе большое разнообразие переменных, в том числе время, свойства породы и характеристику нефтей. Кроме того, эта зависимость была бы связана с механизмом нефтеотдачи. В свете крайнего разнообразия нефтяных коллекторов вряд ли можно ожидать нахождения единой универсальной кривой или формулы, выражающей изменение дренирования нефти с расстоянием между скважинами.

Дренирование в продуктивном пласте определяется в значительной мере количеством поступающей в скважины нефти. Разумеется, дебиты в десятки тысяч куб. метров нефти из одной скважины, дренирующей пласт умеренной мощности, означают, что нефть перемещается на большие расстояния к забою скважины. За исключением сторонников теории неизменного радиуса дренирования, выведенной из неправильно истолкованного эффекта Жамена (параграф 4.6), принято считать, что нет пределов для конечной реакции давления в пористой среде с непрерывно перемещающейся в ней жидкостью. Неопределенность в этом вопросе связана с величиной реакции, временем, необходимым для переноса ее в жидкости до отдаленных точек резервуара, и зависимостью между вытеснением нефти или истощением и реакцией давления в пласте.

Считается, что существует убывающая эффективность дренирования нефти с расстоянием от ствола скважины. Единственным неопределенным элементом в этом рассуждении являются скорость изменения и интервал расстояний, при которых это уменьшение приобретает количественное значение. Однако доказательство этого очевидного положения отсутствует.

Наиболее общим аргументом является утверждение, что в пласте имеется конечная величина энергии, связанная с каждой единицей объема, которая перемещает нефть лишь на ограниченное расстояние к забою скважины. Это допущение налагает

условие, что расходование пластовой энергии трения на единицу пути является по существу постоянной величиной независимо от скорости или местной реакции элемента жидкости. Фактически же можно считать, что влияние расстояния до забоя скважины обычно компенсируется эквивалентным изменением скорости фильтрации так, что в конечном итоге общее расходование энергии не зависит от длины пути.

Дренирование жидкости в пористой среде происходит на далекое расстояние. Детальный механизм этого дренирования полностью еще не выяснен.

Принято считать, что скопление нефти и газа в пласте является результатом перемещения жидкостей из первоначального пласта-источника, который может находиться на очень большом расстоянии. Длительное питание нефтяных пластов водой из водоносных коллекторов, поддерживающее нефтеотдачу, например, в месторождении Восточный Техсас, предполагает передвижение массы воды на расстояния в десятки километров.

Межплощадное перемещение нефти в пределах одного месторождения и истощение давления на неразбуренных участках вследствие эксплуатации других сообщающихся между собой частей общего продуктивного пласта показывают наличие движения жидкости в нем на многие сотни и тысячи метров.

Известно, что при благоприятных условиях применение уравнения материального баланса приводит к согласию между истинным содержанием пласта и объемными расчетами. Отсюда следует, что по всему пласту существует значительное динамическое взаимодействие, включая площади, расположенные между эксплуатационными скважинами. Естественное продвижение краевых вод по всему продуктивному пласту представляет перемещение жидкостей в большом масштабе на расстояния, сравнимые с общими размерами пласта.

Механизм гравитационного дренирования и расширения газовой шапки базируется на региональном и протяженном движении жидкостей вниз по крыльям пласта. Обычно принятая практика консервации скважин с высоким газонефтяным фактором является эффективным мероприятием по сохранению энергии пласта и основана на молчаливом допущении, что газ, сохраненный таким образом, вытесняет нефть с площади законсервированных скважин к более отдаленным скважинам, работающим при низких газонефтяных факторах.

Наблюдения за интерференцией скважин определенно показывают сообщение между скважинами в ряде месторождений. Если принять во внимание масштаб времени, трудно найти доказательства отсутствия динамического взаимодействия по пласту, за исключением существования очевидных геологических прерывностей или местной фациальной изменчивости продуктивной породы, создающей определенные барьеры для движения жидкостей.

«Тесное» или «свободное» размещение скважин, а также эффективное или недостаточное дренирование дают в основном качественную оценку полного или эффективного истощения давления и содержимого пласта во времени по отношению к работам по добыче нефти. Совершенно не оправдано утверждение, что можно получить равномерное и полное истощение нефтяного пласта за определенное время для всех месторождений при любой произвольной «свободной» расстановке скважин. Нельзя также согласиться с универсальным требованием «тесного» размещения скважин как условия, якобы необходимого для эффективной нефтеотдачи.

11.3. Физические соображения по размещению скважин. Водонапорные системы. С физической стороны проблема размещения скважин имеет значение в условиях однородного пласта, который разрабатывается при помощи групп равномерно расставленных скважин, индивидуально тождественных или эквивалентных. Если продуктивный пласт фациально изменчив, имеет линзообразную структуру или сброс, то размещение скважин должно быть, очевидно, достаточно тесным для обеспечения вскрытия по крайней мере одной скважиной каждой линзы или отдельного элемента залежи. Если продуктивные характеристики отдельных скважин зависят от местоположения их на структуре, то физическая сторона проблемы расстановки скважин может поглотиться статистическими данными о плотности и расположении скважин на промысловой площади по отношению к их продуктивности.

В теоретических работах по размещению скважин необходимо идеализировать проблему, чтобы размещение скважин составляло единственный основной фактор, от которого зависят режим работы и добыча нефти. Необходимо также при рассмотрении проблемы расстановки скважин определить сначала характер существующего механизма нефтеотдачи, прежде чем формулировать режим скважины или пласта.

Для пластов, эксплуатирующихся при гидравлическом напоре краевых вод, влияние размещения скважин на физически возможную конечную добычу нефти отсутствует. Влияет только чисто геометрическая характеристика внедрения воды у водонефтяного контура. Механизм полного вытеснения нефти водой налагает условие, что из водоносного резервуара имеется достаточная подача воды и энергии расширения последней в продуктивный коллектор для заполнения, вытеснения и отливки из него всей нефти. То же условие обеспечивается при закачке воды в пласт.

Уплотнение скважин влияет только на эксплуатационную производительность нефтяного пласта в целом. Большая плотность скважин ускоряет общий отбор жидкости при низких перепадах давления в пределах продуктивного пласта. Однако динамика изменения давления и обводнения последнего зависит ско-

рее от величины общего отбора из месторождения, но не от числа работающих скважин.

Энергия, необходимая для вытеснения нефти из пластов с водонапорным режимом в течение всего продуктивного периода, обеспечивается бесконечным источником питания, и среднее расстояние, на которое перемещается наступающая вода в нефтяном коллекторе, по существу не зависит от плотности скважин. Отсюда размещение скважин не должно оказывать влияния на суммарную физически возможную добычу нефти.

Возможно, что геометрическая эффективность вытеснения наступающей краевой воды может зависеть несколько от плотности скважин и влиять таким образом на промышленно возможную конечную добычу нефти. Это относится к площади, затопляемой водой, когда последняя прорывается впервые в ближайший ряд эксплуатационных скважин.

Если принять наступление краевой воды как заводнение по линейной системе, то часть площади, лежащей между начальным водонефтяным контуром и ближайшим рядом эксплуатационных скважин, затопляемая наступающей водой, будет тем больше, чем ближе расположены скважины в эксплуатационном ряду. Если представление о линейности заводнения остается справедливым по мере затопления последовательных рядов эксплуатационных скважин и продвижения краевых вод через все месторождение, то эффективность вытеснения растет при разработке его плотно расставленными скважинами. Однако в практических условиях эксплуатация скважин при добыче 98% воды редко бывает экономически оправданной. Поэтому различие в теоретической эффективности вымывания по отношению к добыче чистой нефти не отражается на суммарной добыче при изменении среднего расстояния между скважинами, находящегося в практических пределах.

В пласте с водонапорным режимом сетка равномерно расставленных скважин на площади пласта не является наиболее эффективным методом их разработки. Согласно параграфу 10.5 полное вытеснение нефти в круговом пласте-резервуаре с напором краевых вод можно осуществить при помощи идеальной схемы, состоящей из одной эксплуатационной скважины, расположенной в центре пласта. Но одна эксплуатационная скважина редко обеспечивает достаточный отбор из нефтяного пласта в целом, даже если она и работает в открытую. Поэтому размещение скважин кольцом относительно небольшого радиуса вокруг центра месторождения с центральной скважиной, пробуренной после обводнения этого кольцевого ряда повышает геометрическую эффективность вытеснения по сравнению с равномерной расстановкой скважин. Если пласт представлен моноклиналью с продвижением краевых вод в одном направлении, то ряд эксплуатационных скважин, расположенный вдоль контура месторождения, дает максимальную эффективность вытеснения.

Геометрическая эффективность вытеснения играет более важную роль в пластах с напором подошвенной воды. Это особенно верно для более или менее изотропных продуктивных пластов.

Согласно параграфу 8.15 эффективность вытеснения для скважин с конечной величиной вскрытия залежи в системах с напором подошвенной воды определяется безразмерным параметром размещения скважин $\bar{a} = (a/h)\sqrt{k_z/k_h}$, где a — расстояние между скважинами; h — первоначальная мощность нефтяного горизонта; k_h, k_z — эффективные проницаемости по горизонтали и вертикали. Если $\bar{a} > 3{,}5$, местные конусообразные поверхности раздела вода — нефть под забоем каждой скважины сливаются с плоскостью первоначального уровня вода — нефть, не перехлестывая поверхности контакта соседних скважин. Добыча безводной нефти имеет постоянное значение для каждой скважины [уравнение 8.15(6)]. Общая добыча безводной нефти с данной площади изменяется обратно пропорционально квадрату расстояния между скважинами или пропорционально плотности размещения скважин.

Такое влияние расстановки скважин вытекает из геометрии поверхности раздела вода — нефть в результате подъема водяного конуса и не отражает изменения эффективности микроскопического вытеснения нефти поднимающейся водой в зависимости от расстояния между скважинами.

Эффективность вытеснения в теоретическом анализе пластов с напором подошвенной воды (глава 8) предполагается полностью независящей от размещения скважин.

Общая промышленно возможная добыча нефти, включая сюда полученную после прорыва воды и вплоть до выхода скважин из строя, в системах с напором подошвенной воды возрастает не прямо пропорционально плотности размещения скважин, даже если $\bar{a} > 3{,}5$. Однако некоторое увеличение добычи возможно и получается с увеличением плотности размещения скважин, пока расстояние между скважинами не становится столь малым, что местные подъемы водяных конусов ниже забоев отдельных скважин начинают сливаться между собой. Этот прирост не представляет интереса, если добыча на скважину мала и недостаточна для оплаты расходов на ее бурение и эксплуатацию. В условиях линейного изменения добычи с плотностью размещения скважин эффективность вытеснения нефти невелика при максимуме примерно 13% для $\bar{a} = 3{,}5$ даже при минимальном вскрытии залежи забоем скважины.

Если пласт имеет высокую анизотропность и значение $\bar{a}$ меньше 3,5 для расстояния между скважинами, обычно применяемого на практике, то эффективность вытеснения возрастает не линейно с плотностью размещения скважин. С увеличением плотности скважин прирост добычи из каждой дополнительно про-

буренной скважины уменьшается, хотя эффективность вытеснения выше при малых a и расстояниях между скважинами.

С физической стороны в водонапорных системах местная[1] эффективность выталкивания нефти, связанная с механизмом вытеснения нефти водой, не должна зависеть от расстановки скважин. Последняя влияет на эффективность площадного или объемного вытеснения фронтом надвигающейся воды, что определяет собой промышленную конечную добычу. При водонапорном режиме, связанном с продвижением краевых вод, геометрическая эффективность вытеснения зависит скорее от общего размещения скважин и их местоположения, но не от абсолютного расстояния между ними. При напоре подошвенной воды эффективность вытеснения зависит от размещения скважин и может иметь значение в продуктивных пластах небольшой мощности, а также в мало изотропных[2] пластах. Число эксплуатационных скважин для однородного водонапорного пласта определяется, исходя главным образом из экономического баланса между стоимостью бурения и эксплуатации и величиной добычи, которая может быть получена из дополнительно пробуренных скважин.

Фактор времени, определяющий возможность получения добычи нефти в короткий срок, при высокой плотности скважин должен рассматриваться с точки зрения опасности ускорения падения давления в результате избыточных скоростей отборов при эксплуатации.

11.4. Расстановка скважин на месторождениях, использующих энергию газа. Физически возможная суммарная добыча нефти. В принципе проблема размещения скважин при любом режиме содержит две задачи: 1) изменение физически возможной суммарной добычи нефти в связи с размещением скважин; 2) изменение зависимости дебита нефти на скважину во времени по отношению к размещению скважин.

Первый вопрос относится к чисто физической зависимости между выталкиванием нефти из пласта и размещением скважин, т. е. радиусом дренирования. Физически возможная суммарная нефтедобыча при режиме «растворенного газа» связана с полным истощением пластового давления до атмосферного по всему пласту, спустя неопределенное время после начала разработки.

---

[1] Расстояние между скважинами теоретически влияет на механизм вытеснения нефти, воздействуя на скорости и градиенты давления у водонефтяного раздела. Существование такого воздействия спорно, так как скорость и градиенты давления на водонефтяном разделе определяются в основном суммарным отбором жидкости из пласта, но не расстоянием между скважинами. Это влияние может проявиться только в непосредственной близости к забоям скважин.

[2] В большинстве подземных резервуаров с краевыми водами механизм напора подошвенной воды регулируется поведением приконтурных скважин. Если только нефтяной коллектор не строго однороден, то вертикальный подъем водяного зеркала может быть замаскирован широтным продвижением воды, характеризующим механизм водонапорного режима.

Второй вопрос имеет чрезвычайно важное значение с практической точки зрения, так как дает основание для введения в проблему экономических факторов. Если суммарная физически возможная добыча нефти одинакова при двух различных сетках размещения скважин, то промышленно возможная суммарная добыча нефти может быть отличной при различных площадях интегрирования, охваченных кривой зависимости «дебит нефти — время» до момента прекращения эксплуатации, определяемого предельными дебитами или давлением в пласте.

При разборе водонапорных пластов было показано, что физически возможная суммарная добыча нефти не зависит от расстановки скважин, так как на эффективность механизма вытеснения нефти водой не должно влиять расстояние перемещения воды, а энергию для вытеснения нефти из пласта можно считать фактически неограниченной.

Экономическая сторона решения задачи рассматривалась только в свете возможного влияния размещения скважин на геометрическую эффективность вытеснения нефти при заводнении, что в свою очередь определяет процент воды в текущем дебите и эксплуатационные расходы, а также время полного прекращения эксплуатации скважин или пласта в целом.

Ограниченность запасов пластовой энергии при режиме «растворенного газа» не налагает условия изменения суммарной добычи нефти с размещением скважин. До сих пор еще не было получено теоретических либо экспериментальных доказательств влияния размещения скважин на физически возможное распределение конечного нефтенасыщения в пласте при этом режиме.

Единственно известные экспериментальные данные о распределении насыщения в длинном образце (1,35 *м*) породы после истощения под влиянием выходящего из раствора газа указывают на равномерное насыщение среды, исключая концевой эффект. Можно было бы ожидать некоторого уменьшения остаточной нефтенасыщенности с приближением к стоку жидкости из образца в результате роста общего газового потока на единицу площади, но этому противоречит концевой эффект.

Однако совершенно не ясно, в какой степени это явление может быть компенсировано увеличением притока нефти с приближением к забою скважины.

Проведенные вычисления распределения нефтенасыщенности в системе при полном истощении давления (до атмосферного давления) с использованием общих уравнений течения многофазной жидкости показали более низкие насыщения вблизи границы стока жидкости. Эти вычисления относятся лишь к линейной системе, а численный характер расчетов не дал возможности получить высокой точности анализа; однако они показали, что распределение нефтенасыщенности не зависит формально от абсолютного расстояния до контура низкого давления или длины системы, а зависит лишь от отношения расстояния к общей длине

последней. Конечное распределение насыщения является функцией только общих свойств жидкости и породы. Общая физическая добыча при использовании энергии газа из колонки породы не зависит от числа центров отбора жидкости, используемых для истощения образца.

Аналогичные соображения для замкнутых радиальных систем указывают, что конечное распределение в них насыщения зависит от радиального расстояния, выраженного отношением к максимальному радиусу, и что насыщение у внешнего замкнутого контура не зависит от радиуса питания. Это налагает условие получения суммарной добычи на единицу площади независимо от площади дренирования на скважину. Нельзя считать, что доказательство этого вывода не нуждается в дальнейшем подкреплении анализом. Однако нет оснований сомневаться в справедливости этого положения, так как теоретическое доказательство, его опровергающее, отсутствует.

Поэтому можно считать, что физически возможная суммарная добыча из однородных пластов с режимом растворенного газа не зависит от размещения скважин. Удовлетворительное решение этого вопроса представляет большое научное значение, но оно не может решить практической проблемы размещения скважин, так как ограничено допущением, что механизм нефтеотдачи относится к режиму растворенного газа. Если принять возможность разделения жидкостей в пласте по удельному весу и гравитационного дренирования, то эти явления сильнее проявляются при больших расстояниях между скважинами и постоянстве их дебитов.

Если гравитационное разделение между газом и нефтью влияет на суммарную добычу, то изменение в размещении скважин влияет соответственно на величину последней. Но если рассматривать гравитационный эффект как конечный механизм, контролирующий суммарную добычу, то размещение скважин приобретает второстепенное значение в отношении получения физически возможной суммарной добычи.

11.5. Промышленно возможная суммарная добыча нефти и размещение скважин на месторождениях с энергией газа. Промышленно возможную суммарную добычу нефти можно получить из кривой зависимости «падение дебита нефти от времени». Интеграл площади, ограниченной этой кривой ко времени, когда дебит нефти упал до предела, соответствующего прекращению эксплуатации, дает промышленно возможную суммарную добычу. Если построить такие кривые для различных сеток скважин и оценить их интегралы, можно получить изменение промышленной суммарной добычи с размещением скважин.

В параграфе 7.6 был приведен приближенный прием построения кривой зависимости «дебит — время» для месторождений с режимом «растворенного газа», который основывался на общей теории истощения пластов энергией газа без учета размещения

скважин. Дебиты при любом состоянии истощения давались относительными коэффициентами продуктивности, которые также не учитывали влияния размещения скважин. За исключением приведенного расчета линейной системы, до сих пор не известен расчет кривых зависимости падения дебита нефти во времени для систем с газовой энергией, основывающийся на уравнении 4.7 (1), где принимается во внимание радиус площади дренирования эксплуатационной скважины, связанный с наличием и интерференцией соседних скважин; поэтому приходится прибегать к приближенным расчетам, имеющим относительную точность.

Несмотря на очевидные ограничения в количественном значении, дебит нефти на скважину Q можно формально выразить в его предельном виде для установившегося состояния, а рабочий перепад давления взять как постоянную часть c от пластового давления p. Тогда Q можно выразить

$$Q = \frac{2\pi k_{н} hcp}{\mu\beta \lg r_{к}/r_{с}}, \qquad (1)\ ^{1}$$

где $r_{к}$ — «радиус дренирования» [1], при котором $\pi r_{к}^{2}$ составляет «площадь дренирования» на скважину; $k_{н}$ — проницаемость для нефти; h — мощность нефтяного горизонта; μ — вязкость нефти; β — коэффициент ее пластового объема. Пренебрегая любым изменением распределения насыщения, в пределах площади дренирования получим

$$Q = -\pi f h r_{к}^{2} \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\varrho_{н}}{\beta}\right), \qquad (2)$$

где $\varrho_{н}$ — нефтенасыщенность; f — пористость. Путем объединения уравнений (1) и (2) можно формально выразить t как

$$\frac{2kct}{f r_{к}^{2} \lg r_{к}/r_{с}} = t = -\int \frac{\mu\beta d\,(\varrho_{н}/\beta)}{p k_{н}/k}, \qquad (3)$$

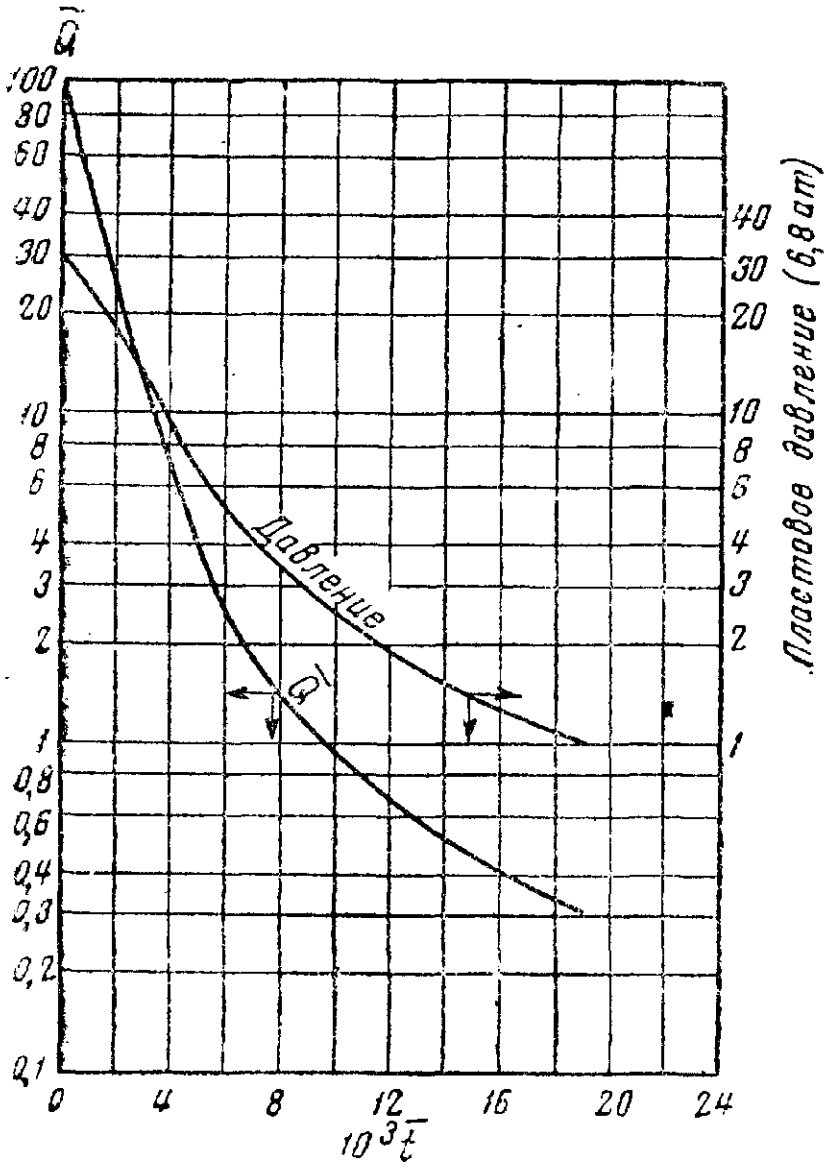
где k — проницаемость для однофазной жидкости; t — комплексная переменная времени.

Если принять дополнительно, что $\varrho_{н}$ и p связаны согласно уравнению 7.3 (1), можно оценить численно интеграл уравне-

---

[1] Уравнение (1) налагает условие, что начальный дебит или коэффициент продуктивности зависит от $r_{к}$, для существования которого отсутствует доказательство и получить последнее не представляется возможным. Однако по мере того, как суммарный отбор жидкости из пласта становится настолько большим, что начинает влиять на величину пластового давления у границы, находящейся на половине расстояния между скважинами, интерференция скважин или значение $r_{к}$ будет отражаться на величине Q. Функциональная зависимость уравнения (1) будет в этом случае только приближением. Термин «радиус дренирования», примененный в данном случае, является лишь мерой линейного разрыва между скважинами и не налагает физических ограничений для течения жидкости (параграф 4, 6).

ния (3), что дает $\bar{t}$ как функцию от p или $\varrho_н$. Подобная кривая для гипотетического пласта, из которого добывается нефть с уд. весом 0,875, построена на фиг. 202. Так как переменная времени t включает радиус площади дренирования $r_к$, то кривая давления (фиг. 202) дает обобщенную кривую падения давления при всех размещениях скважин в рассматриваемом гипотетическом пласте, допуская справедливость уравнений (1) и (2). Соответствующее падение дебита также приведено на фиг. 202, где Q определяется из



Фиг. 202. Расчетные кривые падения пластового давления и текущего дебита для гипотетического пласта с режимом растворенного газа; $\bar{Q}$ и $\bar{t}$ — безразмерные параметры дебита и времени.

$$\bar{Q} = \frac{Q \lg r_к/r_c}{2\pi hkc} = \frac{pk_н k}{\mu\beta} . \quad (4)$$

Из уравнения (2) видно, что средняя суммарная добыча на единицу порового объема составляет

$$\bar{P} = \frac{\int Qdt}{\pi fhr_к^2} =$$

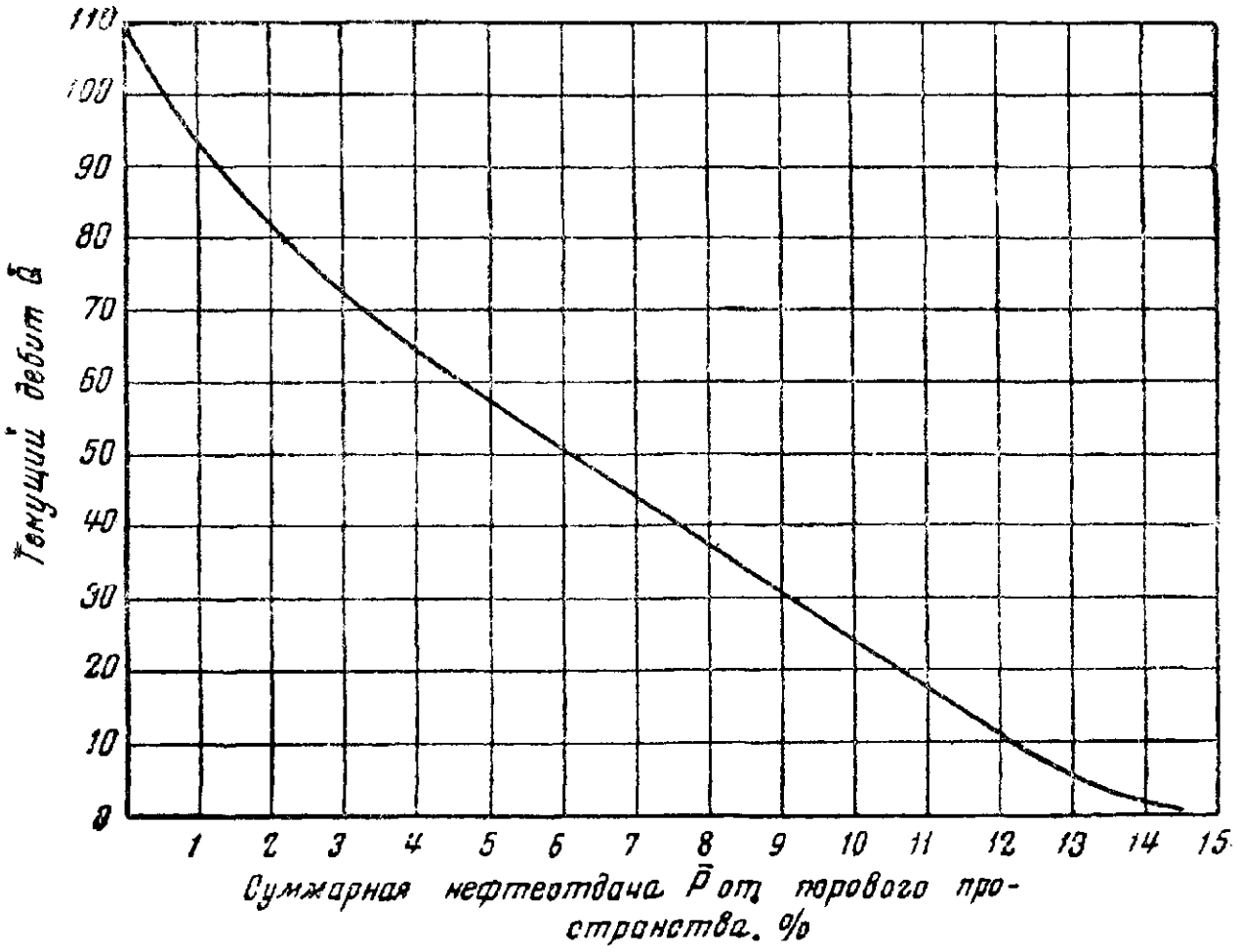
$$= \left(\frac{\varrho_н}{\beta}\right)_i - \frac{\varrho_н}{\beta} , \quad (5)$$

где индекс i относится к начальному значению. Отсюда можно получить зависимость между суммарной добычей и дебитом нефти. Для системы пласта, приведенного на фиг. 202, изменение $\bar{Q}$ с $\bar{P}$ приведено на фиг. 203. Абсциссы на фиг. 203, очевидно, дают промышленную суммарную добычу, если в значение $\bar{Q}$ вместо Q подставить дебит нефти $Q_п$ ко времени прекращения эксплуатации.

Из уравнения (4) ясно, что независимо от размещения скважин промышленно возможная суммарная добыча нефти определяется дебитом на пределе прекращения эксплуатации, приведенным в миллидарси-метр нефтяного горизонта. В частности, $\bar{P}$ уменьшается с ростом значения предельного дебита нефти в миллидарси-метр, что и можно ожидать из общих соображений [1].

[1] Простая зависимость уравнений (1) — (5) от произведения kh не учитывает возможного изменения насыщения связанной водой и соотношения «проницаемость—насыщение» по отношению к колебанию проницаемости. Если учесть эти явления, то зависимость суммарной нефтедобычи от k и h может быть отличной.

Изменение P с радиусом дренирования $r_к$, очевидно, происходит медленно, так как оно входит в уравнение (4) в логарифмическом виде. Так, если принять $Q_н = 2{,}4$ *м³/сутки*, а $kh = 375$ миллидарси-метр, то $\overline{Q}$ становится $(0{,}0055/c)\ \lg r_к/r_с$. Отсюда при плотности 4 *га* на скважину для $c = 0{,}1$ и $r_с = {}^1/_4$ конечная добыча составляет 12,4% порового пространства. Если плотность уменьшить до 16 *га* на скважину, то добыча составит 12,3% порового пространства, что дает снижение ее на 1% по отношению к 4 *га* на скважину.



Фиг. 203. Расчетные кривые приближенного изменения параметра текущего дебита $\overline{Q}$ в зависимости от средней суммарной нефтеотдачи $\overline{P}$ для гипотетического пласта с режимом растворенного газа.

Были приняты попытки решить проблему расстановки скважин при помощи подсчета распределения насыщения в момент прекращения эксплуатации, что определяется падением дебита нефти до экономического предела. Эти решения основаны на допущениях относительно характера течения жидкости в момент прекращения эксплуатации. Допустим, что каждая единица продуктивной площади независимо от местоположения на структуре принимает равное участие в общей нефтеотдаче из скважины $Q_н$, так что

$$\frac{2\pi r k_н h}{\mu_н \beta}\,\frac{dp}{dr} = \frac{(r_к^2 - r^2)\,Q_н}{r_к^2}\,, \qquad (6)$$

где $r_к$ — радиус площади дренирования скважины; $k_н$ — проницаемость для нефти; $\mu_н\beta$ — вязкость и коэффициент пластового

объема нефти; p — давление при r в состоянии прекращения эксплуатации. Взаимосвязь между $k_н$ или насыщением жидкости и давлением была уточнена добавлением допущения, что газонефтяной фактор для фазы свободного газа является постоянным, т. е.

$$\frac{\gamma\beta\mu_н}{\mu_г}\psi = \text{const}, \tag{7}$$

где $\psi = k_г/k_н$ — отношение проницаемости для газа и нефти; γ — плотность газовой фазы; $\mu_г$ — ее вязкость. Предполагается, что p известно при $r_к$. Для определения постоянной величины в уравнении (7) уравнение (6) было решено для различных значений постоянной, пока распределение насыщения остаточной нефти, осредненное по всей площади до $r_к$, не стало соответствовать заданной средней добыче нефти, полученной из общего решения для процесса истощения энергии растворенного газа. Средняя добыча для расстояний между скважинами меньше соответствующего $r_к$ рассматривалась как средняя для различных радиальных расстояний, определяемых из основного распределения насыщения, вычисленного для начального радиуса площади дренирования $r_к$. Так была получена зависимость промышленной суммарной добычи и размещения скважин при том же предельном дебите нефти ко времени прекращения эксплуатации $Q_н$.

Падение добычи нефти для систем разработки с различным размещением скважин было получено путем вычисления изменения коэффициента продуктивности в зависимости от пластового давления или суммарной добычи, принимая последовательность убывания забойных давлений эксплуатационных скважин. Соответствующие дебиты нефти прилагались ко всем скважинам независимо от их расстановки так, что отборы нефти по месторождению были прямо пропорциональны плотности размещения скважин при любом заданном пластовом давлении. По этим данным были построены кривые зависимости дебита от суммарной добычи, допуская, что суммарная добыча при данной расстановке скважин и пластовом давлении пропорциональна суммарной добыче ко времени прекращения эксплуатации с данным расстоянием между скважинами.

Приложение этого метода к площади продуктивного пласта в 64 *га* с $Q_н = 2{,}4$ *м³/сутки*, $kh = 4{,}2$ дарси-метр, $p(r_к) = 5{,}1$ *ат* и конечной средней отдачей для 64 *га* в 20% показало, что содержание остаточной нефти при прекращении эксплуатации менялось на 1,6% в пределах всего интервала расстояний. Изменение в отдаче при плотности менее 64 *га* на скважину приблизительно повторяет кривую распределения насыщения.

Известен аналогичный анализ с применением различных допущений относительно распределения давления и состояния течения ко времени прекращения эксплуатации. Было принято, что предельный дебит нефти $Q_н$ распространяется одновременно на всю площадь дренирования, т. е. сохраняются условия строго

установившегося течения. Тогда вместо уравнения (6) распределение давления будет выражено

$$Q_{н} = \frac{2\pi k_{н} hr}{\mu_{н}\beta} \frac{dp}{dr} = \text{const.} \qquad (8)$$

Принимается также, что зависимость между нефтенасыщением и давлением аналогична имеющему место при механизме истощения пласта при режиме «растворенного газа». Распределение давления получается тогда путем интегрирования уравнения (8), начиная от забоя скважины и полагая, что давление в скважине соответствует Q. Прилагая этот способ для случая с предельным дебитом нефти 0,8 *м*³/*сутки*, из песчаника мощностью 3 *м*, проницаемостью 10 миллидарси, давлением на забое скважины в 0 *ат* было найдено, что пластовое давление возрастает до 85,3 *ат* при расстоянии 192 *м*, а насыщение нефтью меняется от 27,1 до 30,6% между забоем скважины и интервалом 192 *м*. Результаты подобных расчетов для других условий продуктивного коллектора и различных сеток расстановки скважин приведены в табл. 29. Эти вычисления произведены для пластовой жидкости, нефти и природного газа из нефтяного месторождения Домингуец, Калифорния, с начальным коэффициентом пластового объема нефти 1,42, растворимостью газа 123 *м*³/*м*³, пластовым давлением 204 *ат* и температурой 104,5° С.

Таблица 29

Подсчет промышленной суммарной добычи нефти для пластов с режимом „растворенного газа“

Уплотнение в *га* на скважину	Мощность песчаника, *м*	Проницаемость, миллидарси	Насыщение связанной водой, %	Суммарная добыча нефти в % к запасу нефти в пласте
0,186	30	10	45	40,6
0,74	30	10	45	40,4
2,95	30	10	45	40,2
11,82	30	10	45	40,2
11,82	3	10	45	32,8
11,82	30	57	30	37,5
11,82	3	57	30	36,8
11,82	30	500	20	32,9
11,82	3	500	20	32,8

Данные по проницаемости были взяты из опытов Леверетта для рыхлых песчаников. Цифры, приведенные в табл. 29, не имеют абсолютного значения, но их относительные величины

отражают влияние различных переменных. Так, первые четыре ряда цифр показывают на постепенное уменьшение промышленной суммарной добычи нефти с увеличением расстояния между скважинами. При изменении только мощности пласта суммарная добыча уменьшается с падением последней при постоянных предельных экономически выгодных дебитах. Влияние этого фактора снижается для пластов с высокой проницаемостью. Изменение величины суммарной добычи с проницаемостью, как показано в табл. 29, различно для пластов мощностью 3 и 30 *м* и зависит, очевидно, от насыщения продуктивного коллектора связанной водой.

Из приведенного разбора видно, что полученные графические и аналитические выводы основываются на различных допущениях, не имеющих строгих доказательств, а фиг. 202—203 показывают, что физически возможная суммарная добыча не зависит от расстановки скважин. Постоянство газонефтяного фактора для фазы свободного газа при забрасывании месторождения, вытекающее из уравнения (7), не может иметь места в условиях установившегося течения многофазной жидкости для переходного состояния и является неудачным приближением. Интегрирование уравнения (8) использует зависимость между насыщением нефти и пластовым давлением, которая не учитывает размещения скважин. Зависимость эта налагает условие, что местный газонефтяной фактор в момент забрасывания месторождения может достичь максимума в пределах площади дренирования. Отсюда можно сделать вывод, что нет строгого решения проблемы расстановки скважин даже для простого случая, и различные допущения, принятые в анализах, не могут дать удовлетворительной оценки реальному влиянию расстановки скважин на суммарную добычу нефти.

При современном состоянии проблемы расстановки скважин для пластов с режимом «растворенного газа» теоретически следует, что физически возможная суммарная добыча рассматривается независимо от расстояния между скважинами или площади дренирования на скважину. Это заключение является лишь допущением, так как отсутствует твердое опровержение этого положения. Однако все приближенные методы анализа приводят к одному и тому же выводу, что в пределах физических свойств естественных нефтяных пластов с режимом растворенного газа промышленная добыча медленно возрастает с увеличением плотности размещения скважин. Окончательная промышленная оценка проектов разработки с различным размещением скважин в основном контролируется чисто экономическими факторами. Последние даже в условиях строгого постоянства промышленно возможной конечной добычи дают расстояния между скважинами, колеблющиеся в очень широких пределах.

11.6. Промысловые наблюдения над зависимостью между расстановкой скважин и нефтеотдачей. Анализ добычи нефти по

отдельным промысловым площадям, приуроченным к единому подземному резервуару, но разрабатываемым при различном размещении скважин, чреват большими трудностями. Ранние исследователи считали, что изменение средней суммарной добычи обратно пропорционально среднему расстоянию между скважинами. Этот вывод носит название «правила Котлера». Однако в свете более поздних исследований оказалось, что данные, на которых было основано это «правило», включают посторонние факторы, способствовавшие получению повышенной суммарной добычи из площадей с более высокой плотностью расстановки скважин.

Доказательством справедливости «правила Котлера» и возможности его обобщения для сравнения различных пластов является анализ суммарной добычи из водонапорных месторождений, приуроченных к линии сбросов Микша-Пауэлл, Техас, где добыча нефти производилась из пласта песчаника Вудбайн. Однако дальнейший подробный анализ нефтяного коллектора и продуктивных характеристик изученных пяти месторождений показал, что в пределах неопределенности основных пластовых данных систематического изменения суммарной добычи с размещением скважин не наблюдалось.

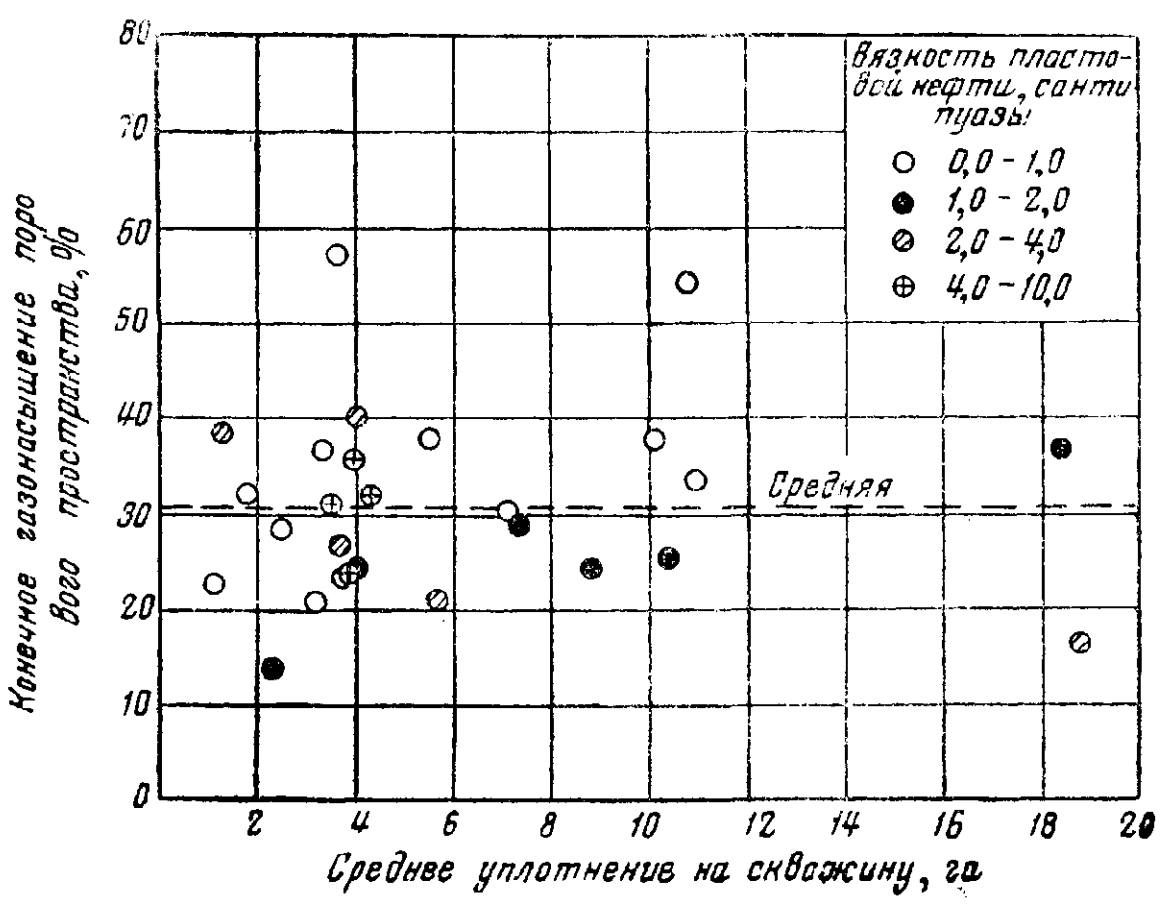
Наиболее полным исследованием зависимости добычи нефти от возможного влияния размещения скважин является изучение данных по 103 месторождениям, опубликованных в 1945 г.

Несмотря на обширность представленного материала, по нему нельзя сделать полного количественного статистического анализа. Так, лишь 26 из перечисленных месторождений эксплуатировались исключительно при режиме растворенного газа или расширения газовой шапки. Пористость коллекторов в них колебалась от 12,5 до 29%; проницаемость от 7 до 2000 миллидарси; насыщение связанной водой от 2 до 40%, а уд. вес сырой нефти 0,919—0,793.

Самая низкая вязкость пластовой нефти — 0,45 сантипуаза, а наивысшая 9,5 сантипуаза, коэффициент начального пластового объема нефти минимум 1,03, а максимум 1,67; среднее уплотнение скважин колебалось от 1,12 до 18,8 *га* на скважину. Все эти факторы имеют некоторое влияние на промышленную суммарную добычу, но выявить их индивидуальный эффект по такому небольшому количеству данных, очевидно, невозможно. Однако, если рассматривать размещение скважин как первичную переменную, влияющую на суммарную добычу, следует отметить, что не было обнаружено значительного эффекта. Это видно из фиг. 204, где нефтеотдача в пределах 166,3 $м^3/га\ м$ до 778,8 $м^3/га\ м$ была перечислена в эквивалентное конечное насыщение свободным газом. В общей теории нефтяного пласта с режимом растворенного газа было показано, что при сравнительном исследовании пластов с различными физическими характеристиками конечное насыщение их свободным газом дает более точный показатель общей нефтеотдачи, чем абсолютная

добыча, выраженная кубометрами на 1 *га м* или в долях порового пространства.

На фиг. 204 виден большой разброс точек насыщения свободным газом в пределах 14—57%. Очевидно, это означает, что многие из исходных данных имеют большие погрешности или же на суммарную добычу влияют другие факторы и сильнее, чем размещение скважин. Если нанести отдельно зависимость газонасыщения пласта от расстановки скважин для групп с различной вязкостью нефти, то данные для двух групп с наименьшей вязкостью проявляют тенденцию к увеличению конечного насыщения газом с ростом расстояния между скважинами, а это вряд ли согласуется с общими физическими соображениями.



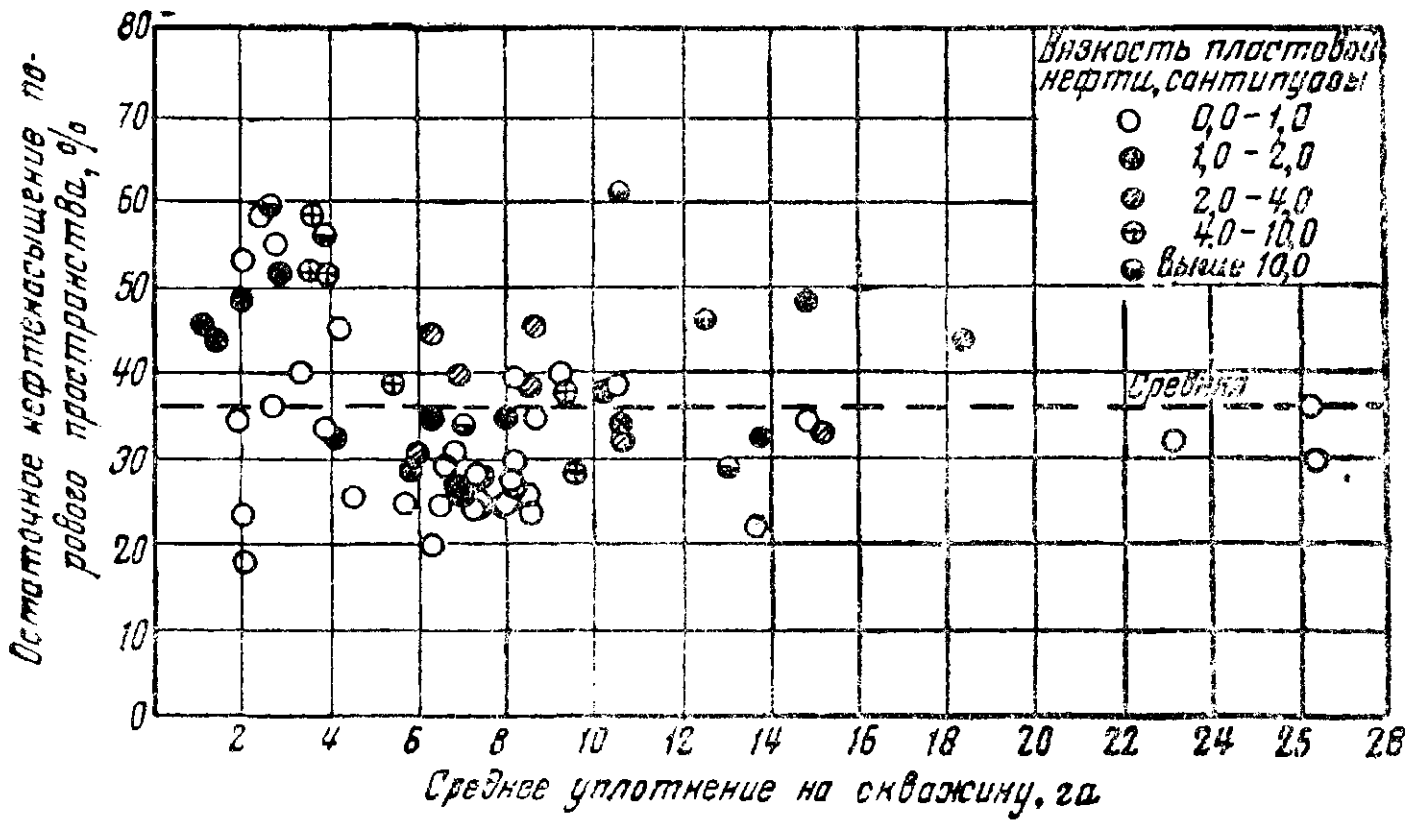
Фиг. 204. Зависимость конечного насыщения пласта свободным газом при естественном истощении по отношению к уплотнению скважин (по промысловым данным).

Кроме того, фиг. 204 только частично основывается на данных по месторождениям, в основном истощенным при режиме растворенного газа. Часть данных относится к пластам с газовой шапкой и гравитационным дренированием. Это обстоятельство вводит дополнительную трудность при обнаружении влияния расстановки скважин на суммарную нефтеотдачу, если оно и существует. Во всяком случае фиг. 204 показывает, что данные, собранные по месторождениям с газовой энергией, недостаточны для выявления какого-либо положительного влияния расстановки скважин на промышленную суммарную добычу нефти.

Казалось, что остальные 74 водонапорные залежи могут дать лучшую основу для статистического истолкований по сравнению с рассмотренными коллекторами. Однако и эти данные имеют весьма разбросанный характер. Пористость продуктивных пла-

стов для этих залежей колебалась от 13,4 до 35%; проницаемость от 40 до 5000 миллидарси, пределы насыщения связанной водой 10 и 42,5%; уд. вес нефти от 0,955 до 0,782; начальная пластовая вязкость ее от 0,40 до 158 сантипуаз; наименьшее уплотнение скважин 1,4 *га,* наибольшее 26,25 *га* на скважину.

Коэффициент нефтеотдачи при вытеснении водой лучше всего выражать при помощи среднего остаточного нефтенасыщения пласта в долях порового пространства. В то время как вычисленная суммарная добыча колеблется от 264 до 1538 *м*^{3}*/га м,* насыщение остаточной нефтью изменяется от 60,9 до 17,9%. На фиг. 205 построена зависимость «насыщение остаточной нефтью — размещение скважин» для месторождений, приуроченных к песчаникам, исходя из собранных данных и сгруппированных согласно вязкости нефти.

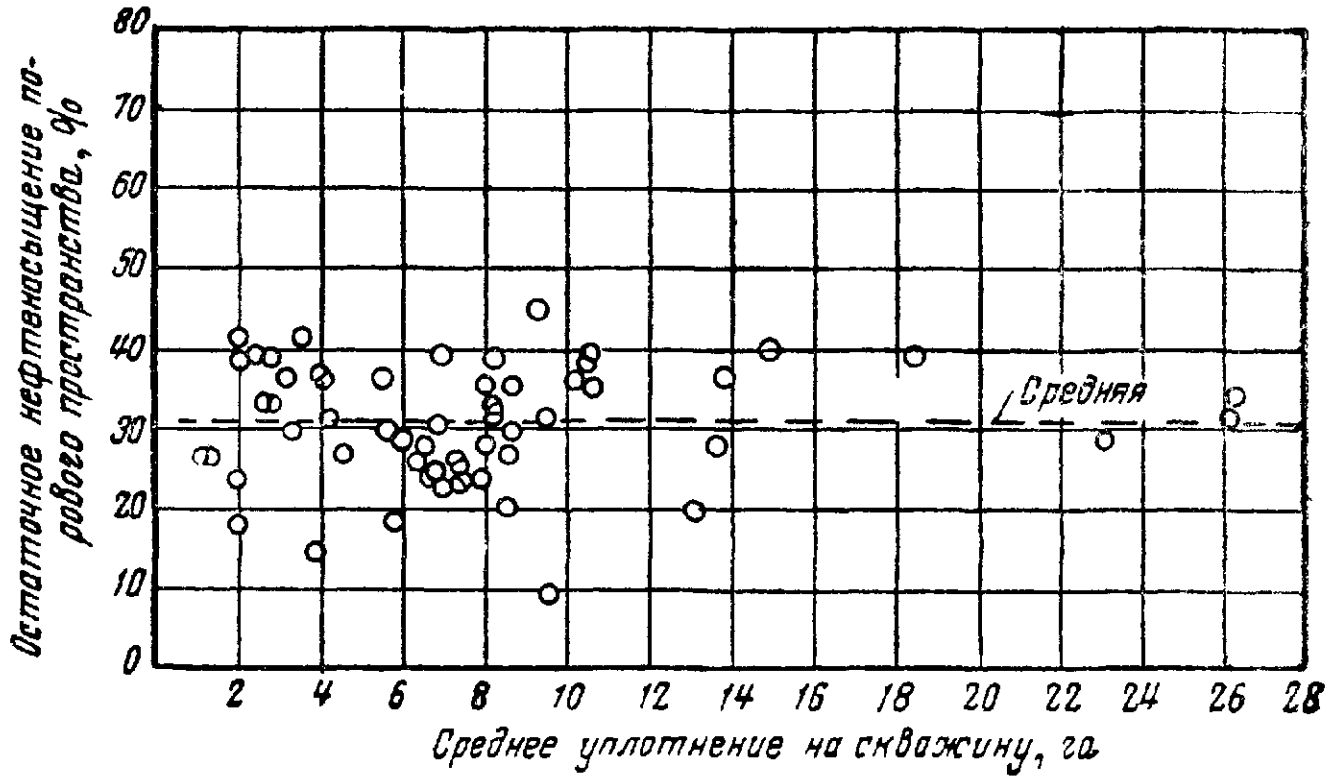


Фиг. 205. Зависимость остаточного нефтенасыщения пласта при естественном его истощении по отношению к уплотнению скважин для залежей нефти, приуроченных к песчаникам и имеющих гидравлический режим.

Большой разброс в насыщении остаточной нефтью на фиг. 205 отражает либо большие ошибки в исходных данных, либо влияние других факторов, помимо размещения скважин, а быть может является результатом того и другого. Можно внести также соответствующие поправки при помощи вторичного нанесения на график данных по зависимости «остаточное нефтенасыщение — вязкость нефти», а затем дать последовательно отклонения от средних тенденций по отношению к частичному падению давления на протяжении всего процесса эксплуатации и по отношению к проницаемости пласта.

На фиг. 206 дано исправленное насыщение остаточной нефтью по пласту в зависимости от расстановки скважин. Про-

межуточные поправочные диаграммы подтвердили, что остаточное нефтенасыщение растет с увеличением вязкости пластовой нефти и частичного падения давления, а также с уменьшением проницаемости. Доказательство этих положений, хотя и известных заранее, со строго статистической точки зрения отсутствует. Отсутствие зависимости исправленного остаточного нефтенасыщения от расстановки скважин согласно фиг. 206 показывает, что суммарная добыча нефти не зависит от размещения скважин.

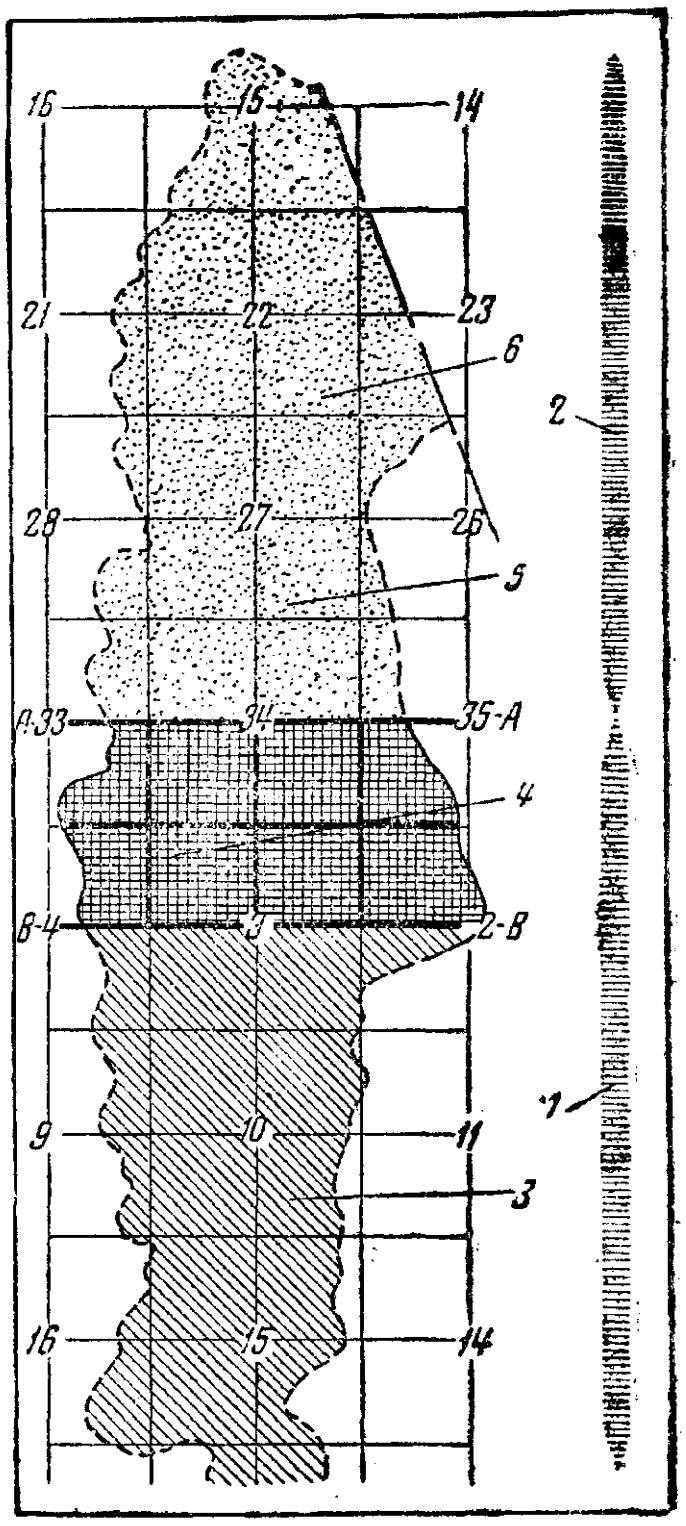


Фиг. 206. Зависимость уплотнения скважин от наблюденного или вычисленного остаточного нефтенасыщения в истощенных пластах с водонапорным режимом, скорректированного на вязкость пластовой нефти (1,05 сантипуаза), падение пластового давления при истощении (0,15) и проницаемость (700 миллидарси).

Отсюда ясно, что независимо от способа обработки статистических данных последние не дают доказательств изменения суммарной добычи нефти с расстановкой скважин и не подтверждают существования подобного изменения в действительности. Эти же материалы показывают, что влияние иных факторов, например, вязкости нефти, проницаемости пласта, степени активности напора воды и т. д. может быть практически значительно сильнее, чем эффект от размещения скважин.

11.7. Интерференция скважин. Интерференция между эксплуатационными скважинами, а также промысловыми площадями, на которых производятся отборы в пределах единых нефтяных подземных резервуаров, отражает сообщаемость и перемещение жидкостей в пористой среде. Явление интерференции связано с проблемой размещения скважин качественно. Сюда входят наблюдения за местным взаимодействием скважин из данного пласта, перемещением жидкости из отдельных частей

единых подземных резервуаров, истощением давления или жидкостей (или же отсутствием подобного истощения), связанным с работами по добуриванию пласта, а также промысловые эксперименты по установлению и изучению интерференции скважин. В нефтяном пласте существует интерференция, в основном связанная с геометрическими свойствами линий тока жидкостей, так как по этим линиям может влиять расстояние между локализованными фокусами отборов. Однако ни одну из сторон рассматриваемого явления нельзя истолковать количественно вследствие особых условий, связанных с возможным колебанием добычи нефти в зависимости от расстановки скважин. Явление интерференции проливает свет на общее поведение жидкостей в пористых средах, что лежит в основе всей проблемы режима нефтяных коллекторов.



Фиг. 207. Схема месторождения Оклахома-Сити, показывающая интерференцию между отдельными участками залежи.

1—разработка 1930—1933 гг.; *2*—разработка 1936 г.; *3*—площадь пониженных давлений или „источник интерференции"; *4*—вычисленная суммарная нефтеотдача, равная 1444 *м*³/*га м*; *5*—вычисленная суммарная нефтеотдача, равная 594 *м*³/*га м*; *6*—северная часть месторождения.

В пределах нефтяного пласта иногда наблюдается местное перемещение нефти и газа, связанное с замедленной разработкой месторождения. Такое явление имело место в песчанике Вилькокс месторождения Оклахома Сити (фиг. 207). Южная часть последнего ниже линии *AA* разрабатывалась в 1930—1933 гг. Протяженность месторождения на север была установлена в 1935 г. и его разработка была закончена в 1936 г. Первоначальное пластовое давление на южной площади было 183 *ат* при глубине залегания продуктивного пласта 1578 *м*. Одна из первых скважин на северной площади имела начальное забойное давление 39,1 *ат*. Было подсчитано, что по крайней мере 9 600 000 *м*³ нефти переместилось через линию *AA* в быстро истощавшуюся площадь на юге в результате местного градиента давления. Большая

часть этой переместившейся нефти была, очевидно, отобрана из заштрихованной площади на фиг. 207 между *AA* и *BB*.

Дренирование одной скважиной большой площади в проницаемом пласте видно из работы разведочной скважины на водонапорной нефтяной доломитовой залежи Арбокль в Канзасе. Последующая разработка месторождения началась через 30 мес. после ввода в эксплуатацию первой скважины. За 30-месячную эксплуатацию без интерференции со стороны других эта скважина дала 72 000 $м^3$ нефти, или 31% всех запасов месторождения. Средняя добыча по каждой из остальных 9 скважин составила лишь 17 750 $м^3$.

Бурение промежуточных скважин или бурение на уплотнение представляет собой попытку извлечь из пласта нефть, которую, очевидно, нельзя получить через существующую сетку скважин. Если промежуточная скважина проводится намного позже окружающих и имеет дебит и давление, аналогичные ранее пробуренным внешним скважинам, необходимо сделать вывод об отсутствии интерференции и дренирования продуктивной площади последними. Если же дебит промежуточных скважин в момент ввода их в эксплуатацию не отличается от текущего дебита внешних скважин, то ясно, что последние полностью дренируют пласт, и дополнительное бурение является нецелесообразным с точки зрения повышения суммарной добычи из пласта. В естественных условиях наблюдаются оба типа дренирования пласта, — от крайних случаев, когда интерференция полностью отсутствует, до таких, когда пласт в месте расположения пробуренных промежуточных скважин также истощен, как и площадь, вскрытая ранее пробуренными внешними рядами скважин.

Новая скважина, пробуренная в плотно сцементированном пласте уже после того, как все месторождение в целом сильно истощилось, а остальные скважины переведены на механизированную добычу, нередко может быть закончена с фонтаном, дебит которого равняется производительности всего остального месторождения. Однако можно встретить пробуренную промежуточную скважину при вводе ее в эксплуатацию с дебитом и давлением, соответствующим окружающим скважинам. Так, например, в пласте известняка Хентон в месторождении Дилл, Оклахома, имелся неразбуренный участок в 16 *га*.

На этом участке была пробурена скважина с начальным дебитом 16 $м^3/сутки$ и давлением 7,7 *ат*. Газонефтяной фактор в ней остался таким же, как и в окружающих скважинах, которые работали уже по 5 лет. Начальные средние дебиты и давление в месторождении были 240 $м^3/сутки$ и 117,5 *ат*.

Средняя суммарная нефтеотдача на скважину из первоначально пробуренных скважин была 26 600 $м^3$, между тем как добыча из скважин, пробуренных на уплотнение, составила не свыше 10 400 $м^3$ на каждую. Дополнительное бурение скважин на нефтяные пласты с газовой энергией не дает дебитов и сум-

марной нефтеотдачи, которые получаются на ранней стадии разработки месторождения, и фактически показывает истощение нефтесодержания в пласте первоначально пробуренными скважинами. Если только нефть в пласте не сохраняется при эксплуатации в состоянии пересыщения, падение пластового давления приводит по необходимости к выделению газа и вытеснению нефти.

Нет основания считать, что вытеснение нефти из пласта, связанное с выделением газа на неразбуренном участке, существенно отличается от соответствующего механизма нефтеотдачи на площади, тяготеющей к эксплуатационной скважине. Время, необходимое для развития реакции пластового давления на отдаленных от эксплуатационных скважин точках, не может быть количественно сформулировано. Однако физические процессы, связанные с падением давления, происходящим в пласте, не зависят от расстояния конечной точки выхода жидкости из пласта до дренируемой породы. Вполне закономерно, что из скважин, законченных в пластах с низкими давлениями и малыми начальными дебитами, получается низкая суммарная нефтеотдача. Начальные состояния необходимо рассматривать как промежуточные фазы истощения нефти и газа, наступившего в результате процессов вытеснения нефти, определяющих режим пласта в целом, но не как произвольно выбранные независимые параметры последнего.

Перейдем теперь к рассмотрению явлений интерференции в процессе испытаний, проводимых на промыслах, с целью установления и измерения взаимодействия между скважинами, работающими из общего резервуара. При этих экспериментах масштаб времени сильно занижается по сравнению со временем наблюдения общего истощения пласта, где происходят явления интерференции. Следует ожидать, что положительная интерференция означает быструю сообщаемость между скважинами и хорошую проницаемость коллектора, но отрицательные наблюдения интерференции при кратковременном испытании еще не указывают на отсутствие сообщаемости между скважинами на длительном отрезке времени.

В испытаниях по установлению интерференции можно применять разнообразные методы. Наиболее обычным является способ наблюдения над забойным давлением в группе простаивающих скважин, окружающих центральную работающую скважину с меняющимся дебитом, а также обратная процедура наблюдения над центральной скважиной, находящейся в простое, при работающих окружающих скважинах.

Были проведены наблюдения за комплексным влиянием кольцевой батареи скважин на центральную простаивающую скважину в месторождении Холли Ридж в Луизиане. Продуктивный песчаник залегал на глубине 2520 *м*; мощность пласта 7,5 *м*, проницаемость 35 миллидарси и пористость 20%. Недонасыщенная нефть имела вязкость 0,9 сантипуаза и коэффи-

диент пластового объема 1,54. После того, как 8 скважин, окружающих центральную на участке в 16 *га* (с расстоянием между скважинами 396 *м*), были закрыты на 30 час., они были переведены на откачку 40 *м*³/*сутки* каждая. Давление на забое центральной простаивающей скважины упало от начального значения 251,6 *ат* до 250,9 *ат* через 20 час., а после 69 час. работы оно упало до 249,2 *ат*. Экстраполяция данных наблюдения показала, что падение давления превысило бы 20,4 *ат*, если бы испытание продолжалось 30 дней. Подобный же эксперимент был проведен на залежи Карми в Канзасе, где продуктивным коллектором является доломит Арбокль, залегающий на глубине 1282,5 *м*. Наблюдение показало падение давления в 1 *ат* на центральной скважине при сетке из 9 точек, когда окружающие скважины на участке 336 *га* эксплуатировались с дебитом 0,8 *м*³/*час*. Давление упало еще на 0,68 *ат*, когда скорость откачки из окружающих скважин была увеличена до 1,28 *м*³/*час*. Дальнейшее увеличение откачки до 1,44 *м*³/*час* вызвало дополнительное падение давления в центральной скважине до 2,04 *ат*. Испытания этого типа показывают большее влияние интерференции по сравнению с обратным методом, но все же они дают суммарный эффект от работы различных скважин. Отдельные доли участия последних в интерференции не могут быть определены без дополнительных исследований.

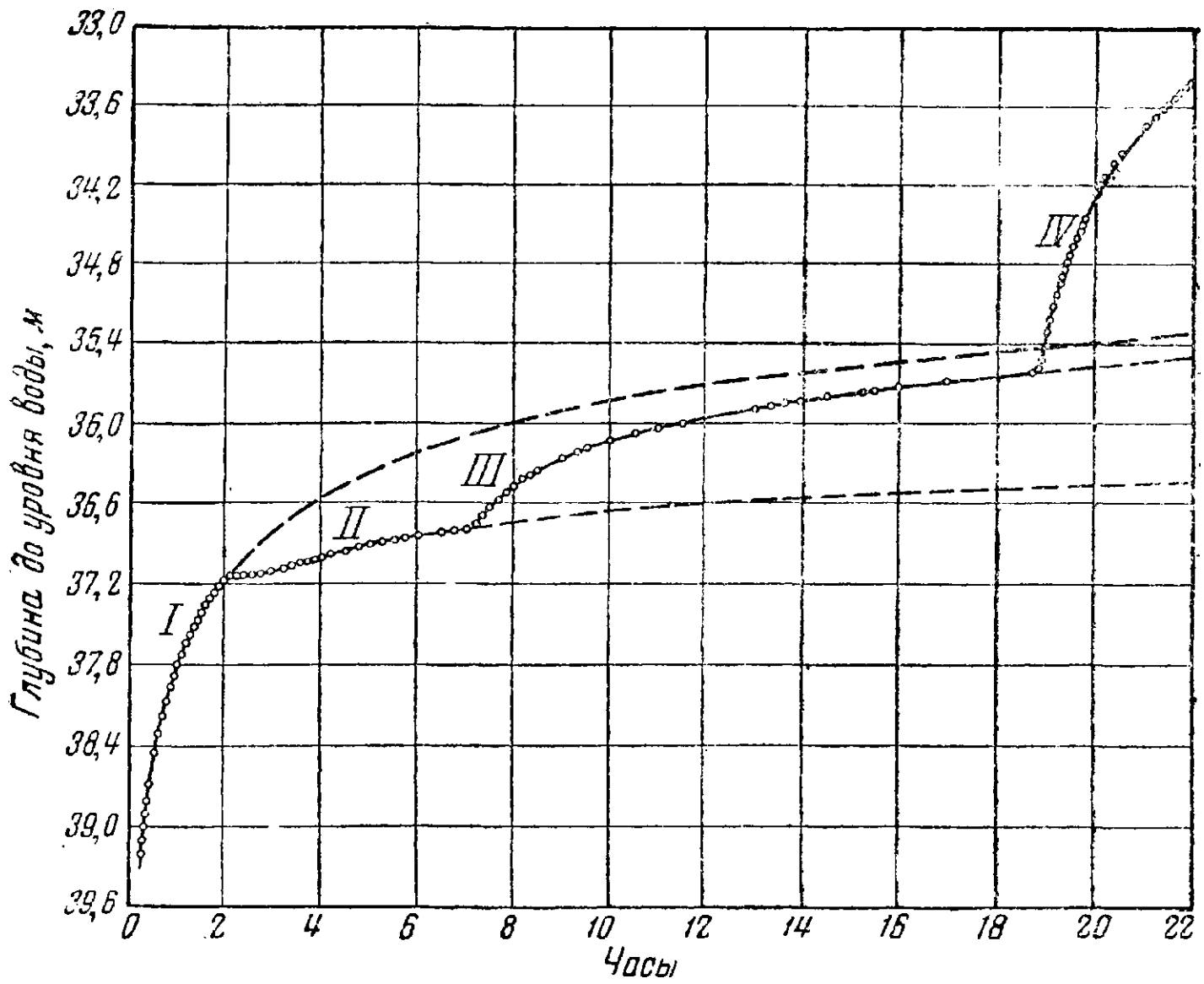
Были произведены также замеры падения давления в простаивающих периферийных скважинах при работе одной центральной. Испытания проводились на залежи Силика в Канзасе с крайне недонасыщенной газом нефтью из доломитового пласта Арбокль.

Было отмечено, что столб жидкости в шести простаивающих скважинах начал снижаться через несколько часов, после того, как в центральной скважине заработал насос; в четырех испытуемых скважинах падения уровня жидкости не наблюдалось. Простаивающие скважины, где не было отмечено реакции давления, находились к северо-востоку от действующей скважины. Очевидно, на северо-восток от действующей скважины сообщаемость жидкости гораздо хуже, чем в других направлениях. Этот тип наблюдений имеет большую ценность для выводов по интерференции скважин, так как здесь использовалась как действующая единица центральная скважина, но не периферийные.

Последнее испытание представляет интерес в том отношении, что не все кратковременные испытания на интерференцию дают положительный эффект, даже в условиях недонасыщенности пластовой нефти.

На фиг. 208 приведены результаты опытов по определению интерференции, включающих изменения условий откачки периферийных скважин; испытания проводились с водяными скважинами, работавшими на водоснабжение г. Хьюстона. Скважина № 3, в которой производились замеры столба жидкости, давала воду из песчаников на глубине 165—276 *м*. В начале

испытания скважина № 3, дебит которой составлял 8 *м³/мин*, была закрыта. Последующий процесс накопления давления выражен отрезком *I* на фиг. 208. Затем через 1 ч. 55 м. скважина № 1 в 237 *м* на юго-восток от скважины № 3 была переведена на насосную откачку с дебитом 0,85 *м³/мин*. Дальнейшее замедление процесса накопления давления дается отрезком *II*. После откачки в течение 5 ч. 5 м. скважина № 1 была закрыта, что привело к росту давления, представленному отрезком *III*. Спустя 11 ч. 45 м. скважина № 5 в 181,5 *м* к юго-востоку от № 3,



Фиг. 208. Испытания на интерференцию водяных скважин в Хьюстоне. Уровни замерялись по скв. № 3.

I—остановка скв. № 3; *II*—пуск скв. № 1; *III*—остановка скв. № 1; *IV*—остановка скв. № 5

работавшая с дебитом 6,7 *м³/мин*, была закрыта; почти немедленно уровень жидкости в скважине № 3 начал резко подниматься, как это показано отрезком *IV*.

Полученные данные не анализируются, но ясно, что проведенные испытания доказывают существование эффективной взаимосвязи между испытуемыми скважинами.

Если явления интерференции происходят при движении однофазной жидкости, что имеет место в случае недонасыщенных жидкостей, а также в однородном пласте, то для их истолкования можно применить теорию упругой жидкости, рассмотренную в главе 8.

В частности, при испытаниях интерференции скважин количественные эффекты, связанные с изменением отбора жидкостей

из отдельных скважин, могут быть подсчитаны при помощи уравнения 8.7(3) в виде

$$\Delta p = -\frac{\mu Q \beta}{4\pi k} Ei\left(-\frac{r^2}{4at}\right); \quad a = \frac{k}{f\kappa\mu}, \tag{1}$$

где Δp — падение давления и снижение уровня во время t при расстоянии r от скважины, которая работала с момента $t = 0$ при постоянном дебите Q на единицу мощности пласта; μ — вязкость нефти; β — коэффициент ее пластового объема; κ — ее сжимаемость (упругость); k и f — проницаемость и пористость пласта. Безразмерный аргумент функции Ei выражен в любых соответственных единицах. Для больших значений t или малых значений r асимптотическое разложение функции Ei приводит к предельному виду для перепада давления:

$$\Delta p\,(am) = \frac{4.8\mu Q\beta}{k}\left(\lg\frac{4at}{r^2} - 0{,}5772\right), \tag{2}$$

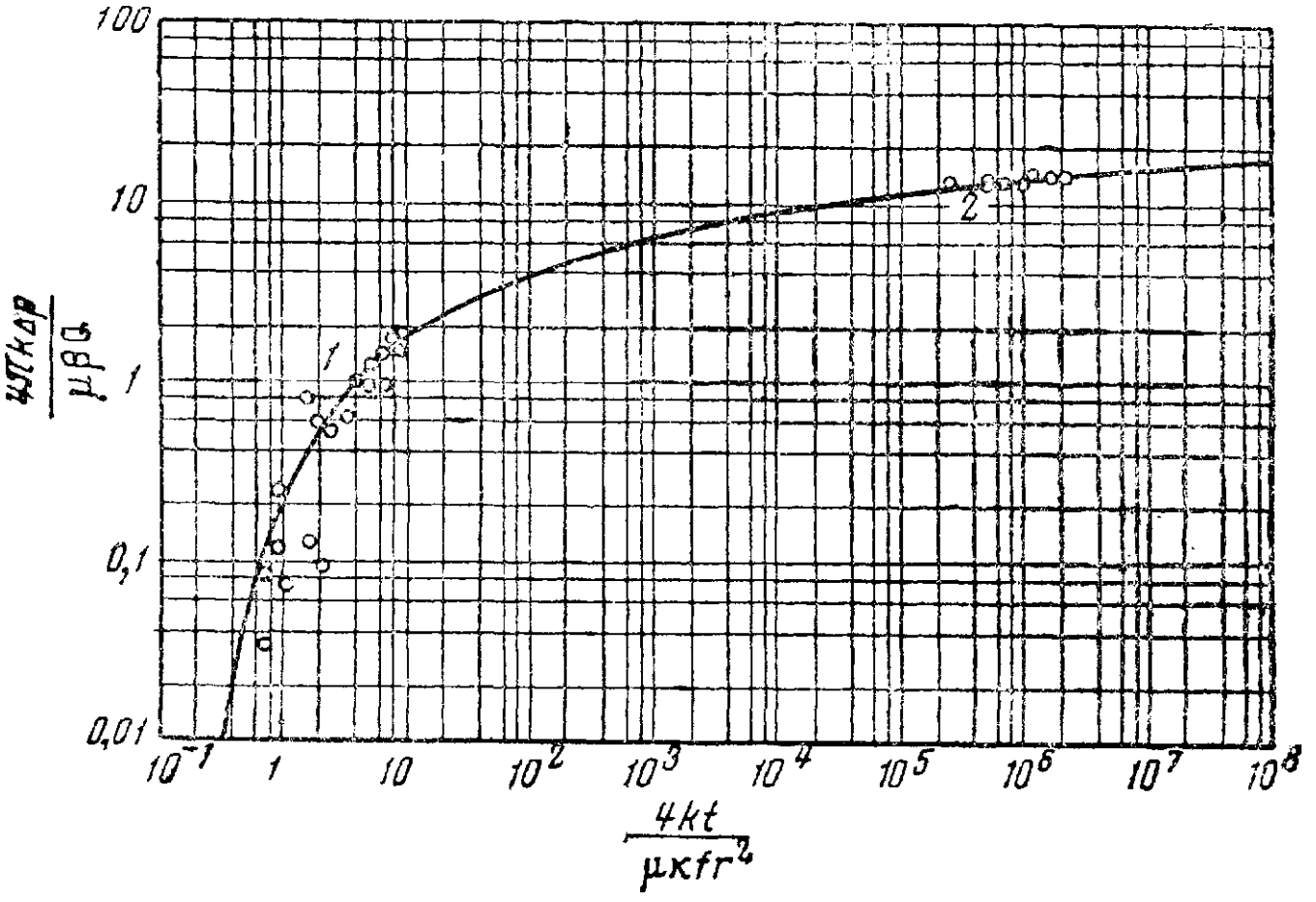
налагая, таким образом, условие логарифмического нарастания во времени. Однако при больших расстояниях от скважины или при малых значениях t уравнение (1) приближается асимптотически к виду

$$\Delta p\,(am) = 0{,}1215\,\frac{Q\beta t e^{-r^2/4at}}{r^2 f\kappa}\left[1 - 0\left(\frac{at}{r^2}\right)\right]. \tag{3}$$

Реакция давления уменьшается очень быстро с увеличением расстояния от скважины, из которой производится отбор жидкости. Применяя уравнение (1) при истолковании данных об интерференции, делают допущения для эффективных средних значений k/μ и a в области между эксплуатационной и наблюдательной скважинами. Количество $4\pi k\Delta p/\mu Q\beta$ тогда наносится на график по отношению к $r^2/4at$ или, более удобно, по отношению к $4at/r^2$. Если полученная кривая следует функциональному изменению Ei, согласно уравнению (1) можно считать правильными допущенные значения $k/\mu\beta$ и a. В противном случае подбираются другие значения параметров до тех пор, пока кривая, составленная из данных Δp по отношению к t, не ляжет на кривую функции Ei. Если свойства пласта и пластовых жидкостей строго однородны по всей испытуемой площади, то для различных скважин в исследуемой группе значения $k/\mu\beta$ и a совпадают с кривой Ei, причем поправки делаются только на соответствующие значения r. Кроме того, перепады давления у забоя эксплуатационной скважины, принимая за r — радиус скважины, также ложатся на эту кривую, как и перепады давления отдаленных скважин.

Если данные различных скважин нельзя согласовать с кривой Ei при тех же значениях для $k/\mu\beta$ и a, необходимо до-

пустить неоднородность пласта. На фиг. 209 приведен пример почти точного совпадения с уравнением (1) данных об испытаниях на интерференцию. Эти данные были получены в месторождении Восточный Техас, где недонасыщенный характер нефти и местная однородность продуктивного пласта обеспечили возможность применения уравнения (1). Кривая, проведенная через полученные точки, представляет функцию *Ei*, причем константы, принятые для значений ординаты и абсциссы, были $kh/\mu = 45$, $k/\mu\kappa f = 1{,}7 \cdot 10^5$, где k выражено в дарси, h — в *м*, κ — в am^{-1} и время — в днях. Из графика видно, что точки в правой части, соответствующие падению



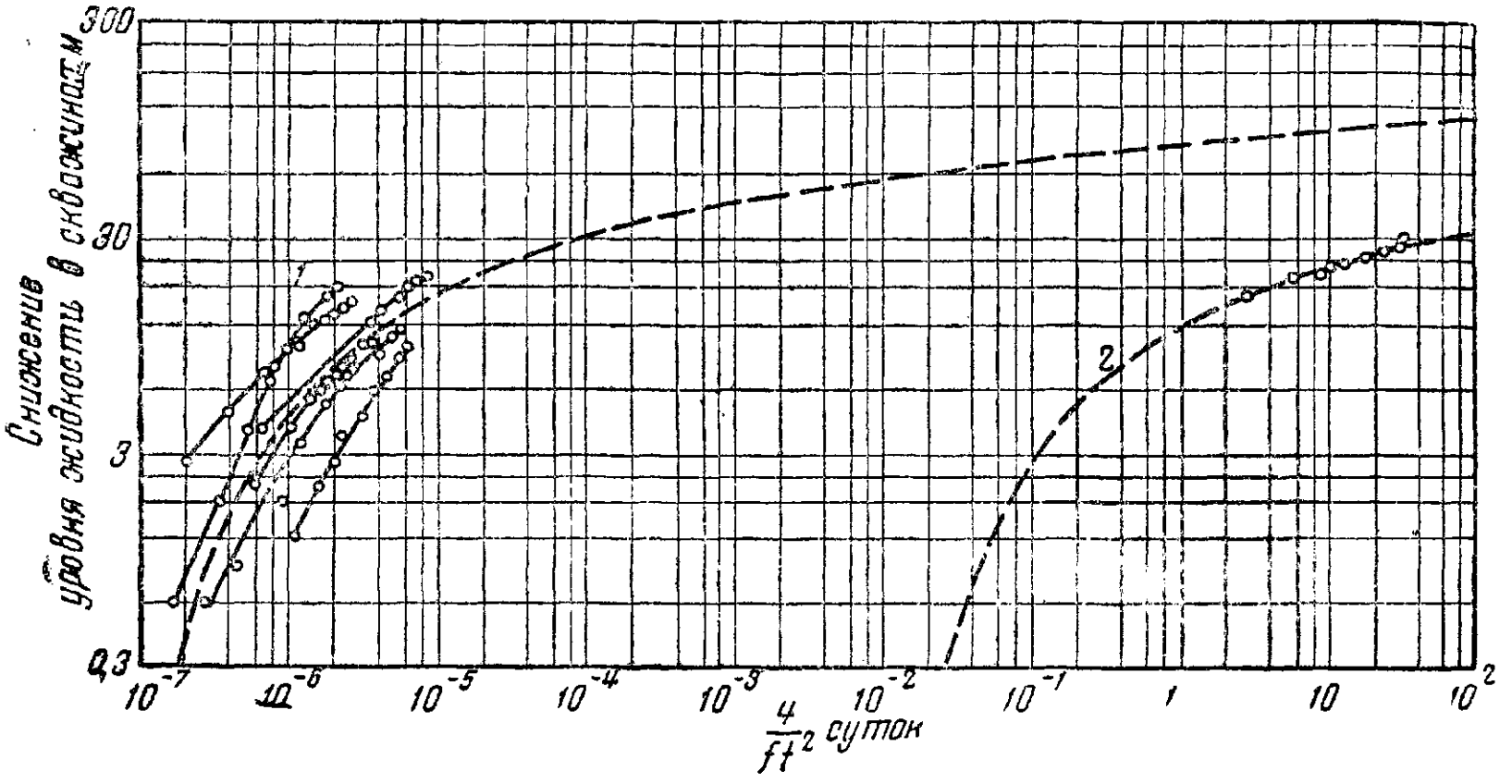
Фиг. 209. Кривая интерференции скважин (по промысловым данным).
Сплошная кривая дает изменение функции *Ei*; *1* — периферийные скважины; *2* — эксплуатационные скважины.

давления у забоя эксплуатационной скважины, ложатся на ту же кривую, что и точки, определенные для периферийных, простаивающих скважин. Последние наблюдения были взаимно увязаны в пределах экспериментальных ошибок и не потребовали произвольного выбора исходных физических констант.

Совершенно иные результаты были получены при обработке данных испытаний по интерференции на залежи Силика (фиг. 210). Здесь наблюдаемые снижения уровня жидкости даны ординатами, абсциссы представлены переменным коэффициентом аргумента функции *Ei*. Точки наблюдений для простаивающих периферийных и эксплуатационных скважин располагаются на широко отстоящих кривых *Ei*. Значения физических постоянных можно подсчитать из любой пары наблюдений за сниже-

нием уровня при допущении функциональной зависимости уравнения (1). Однако условие справедливости последнего заранее предполагает однородность физических свойств пласта и жидкости.

Видимая группировка точек относительно отдельных функций *Ei* еще не характеризует однородности структуры пластовой породы или механизма сообщаемости жидкостей. Но характер разброса точек (фиг. 210) определенно указывает на существование более эффективного пути сообщения жидкостей между скважинами, чем вытекающее из свойств породы и жидкостей



Фиг. 210. Кривые интерференции скважин (по промысловым данным) для месторождения Силика.

Прерывистые кривые дают изменение функции *Ei*; *1* — периферийные скважины; *2* — эксплуатационные скважины.

у забоя эксплуатационной скважины. Интерференция у периферийных скважин выражена сильнее и возникает быстрее, чем можно ожидать из режима эксплуатационной скважины. Это заставляет предполагать наличие в продуктивной толще тонких прослоев высокой проницаемости. Однако такое толкование, несомненно, является с количественной точки зрения большим упрощением. Во всяком случае сравнение интерференции давления, наблюдаемое в различных скважинах исследуемой группы, должно являться качественным критерием относительной пропускной способности пласта непосредственно между соответствующими парами скважин.

Испытания по установлению интерференции могут дать при благоприятных обстоятельствах ценные качественные сведения о непрерывности и однородности пластов. Но при получении отрицательных результатов важно их не переоценивать. Если в пределах нефтяного горизонта на участке между испытуемыми

скважинами наблюдалось заметное выделение газа, то эффективная сжимаемость жидкости может превысить соответствующее значение ее для недонасыщенных нефтей в 10 раз и больше. Проницаемость для жидкостей будет также значительно ниже. По существу уравнение (1) неприменимо для количественного описания реакций давления. Вместе с тем факторы, определяющие масштаб времени переходных состояний в системах многофазного течения, несомненно, будут соответствовать уравнению (1). Можно ожидать также, что при сравнимой проницаемости для однофазной жидкости время, необходимое для возникновения заметных реакций давления в системах с газовой энергией, может превысить соответствующее значение в недонасыщенных нефтяных коллекторах в пятьдесят и больше раз.

Поэтому, если почему-либо не удается проследить интерференцию при испытаниях с длительностью в несколько дней, этот факт не может рассматриваться доказательством полного отсутствия сообщаемости отдельных частей пласта. Наоборот, положительная интерференция в пластах с газовой энергией с умеренными расстояниями между скважинами указывает на существование каналов в коллекторе с чрезвычайно высокой проницаемостью; например, систем связанных между собой трещин в известняковом или доломитовом пласте. Во всяком случае, когда наблюдениями установлено наличие быстрой сообщаемости, значение этого явления по отношению к проблеме расстановки скважин должно расцениваться скорее в свете экономических факторов.

11.8. Коэффициент нефтеотдачи. Извлекаемые запасы. С практической точки зрения коэффициент нефтеотдачи, т. е. извлекаемая часть нефти, заключенной в недрах, имеет большое значение. Если этот коэффициент недостаточно высок, чтобы окупить расходы на бурение и эксплуатацию скважин, то все соображения относительно режима пласта и его разработки не представляют интереса. Суммарная добыча нефти из пласта определяется предельным значением дебита к моменту забрасывания месторождения и поэтому зависит от механизма нефтеотдачи и процесса эксплуатации.

Установление коэффициента нефтеотдачи до полной разработки залежи и проведения ее эксплуатации является с научной точки зрения чистым умозрением. Однако уже на ранней стадии разработки необходимо провести некоторый расчет ожидаемой добычи, чтобы экономически обосновать бурение.

С получением первых скважин надлежит производить вычисления содержания нефти и газа в пласте и выяснение вероятного механизма нефтеотдачи. Следует приложить к подсчетам коэффициент нефтеотдачи, полученный в других пластах с тождественными свойствами коллектора и жидкостей, при том же механизме нефтеотдачи. Этот коэффициент может видоизменяться в связи с теоретическими вычислениями вероятного режима пла-

ста и суммарной добычи. Такой подход не является идеальным решением, но получается довольно неопределенным и грешит ошибочными допущениями относительно действительного механизма нефтеотдачи.

Определение последнего и установление будущего развития режима пласта составляют нелегкую задачу. Подобное определение делается все труднее по мере сокращения срока добычи нефти. Тысячи нефтяных пластов вскрыты бурением и эксплуатируются. Геолого-эксплуатационный материал по ним представляет громадный источник сведений и опыта по общим характеристикам многих стратиграфических горизонтов и типов нефтяных коллекторов, приуроченным к ним. Так, например, исходя из статистических данных, невозможно нахождение водонапорных нефтяных месторождений в Калифорнии, приуроченных к числу уже известных пластов. Наоборот, многие пласты при разведке известняковых залежей в Канзасе могут оказаться по статистическим данным с крайне недонасыщенной нефтью и контролироваться активным напором воды. Геологическая и геофизическая разведка ежегодно приводит к обнаружению новых продуктивных горизонтов и пластов; более глубокое бурение также вскрывает дотоле неизвестные нефтеносные зоны. Тем не менее накопление опытных данных помогает корреляции и служит руководящим указанием для установления механизма нефтеотдачи в новых месторождениях. Сюда необходимо еще прибавить наблюдения над забойным давлением точкой насыщения нефти, наличием газовой шапки, существованием сбросов и другими структурными характеристиками пласта.

Классификация пластов на газонапорные и водонапорные системы удобна и достаточна с точки зрения их общего продуктивного режима. Но в отношении получения суммарной нефтеотдачи желательно применять другую классификацию; в частности, пласты с расширением газовой шапки или гравитационным дренированием нужно выделять из систем, связанных с энергией растворенного газа; пласты с частичным замещением нефти водой удобнее отнести к пластам, действующим при механизме полного замещения водой, но не к системам с газовой энергией.

11.9. Коэффициенты нефтеотдачи в пластах с энергией газа. Статистические материалы по 25 месторождениям из 103, подвергшихся исследованию и являющихся простыми системами с режимом «растворенного газа», показали суммарную добычу с 1 *га м* от 166 до 722 $м^3$; в процентах от начального нефтесодержания пласта — от 15 до 50%; по отношению к поровому пространству — от 7 до 34%; конечное насыщение свободным газом 14—53%.

При таком разбросе коэффициентов нефтеотдачи общее число 25 месторождений вряд ли может иметь статистическое значение.

Однако интересно рассмотреть распределение частоты полученных коэффициентов нефтеотдачи. Не приводя статистического

анализа для всех 25 значений суммарной добычи, были получены следующие средние значения: 328 $м^3$ на 1 *га м*, 33% от начального запаса нефти в недрах, 20% от порового пространства и суммарное насыщение свободным газом 28%.

Полученные статистическим путем коэффициенты нефтеотдачи согласуются с соответствующими значениями, вычисленными на основании теории пластов с режимом растворенного газа, рассмотренной в главе 7. Так, сравнительные подсчеты суммарной добычи нефти различного уд. веса (фиг. 102) в интервале от 0,823 до 0,933 показали примерно 20—31% начального нефтесодержания; 12—15% порового пространства; 22—37% насыщения свободным газом.

Необходимо отметить некоторые получающиеся расхождения. В целом отношение добычи в процентах от начального запаса нефти в пласте к добыче в процентах порового пространства ниже в промысловых данных, чем в произведенных вычислениях. То же самое верно при рассмотрении отношения конечного насыщения свободным газом к добыче в процентах порового пространства. Причина этого заключается в принятых низких средних начальных коэффициентах пластового объема нефти для естественных пластов по сравнению с использованными в сравнительных теоретических вычислениях. Если R_p, R_i — суммарная добыча в долях порового пространства и начальный запас нефти в пласте, $\varrho_г$ — конечное насыщение свободным газом, $\varrho_в$ — насыщение связанной водой, β_i, β_f — начальные и конечные коэффициенты пластового объема нефти, легко показать, что

$$\left.\begin{aligned} \varrho_г &= (1-\varrho_в)\left(1-\frac{\beta_f}{\beta_i}\right)+R_p\beta_f; \\ R_i &= \frac{\beta_i R_p}{1-\varrho_в}. \end{aligned}\right\} \qquad (1)$$

Применение малых значений β_i, очевидно, вызывает относительно низкие значения $\varrho_г/R_p$ и R_i/R_p.

Более серьезным, а возможно, и более значительным фактом оказывается, что R_p по промысловым данным определенно выше вычисленного.

Максимально подсчитанные значения суммарной добычи в процентах от порового пространства для пластов с режимом растворенного газа без наличия заметных газовых шапок достигают порядка 16—17%; среднее для тех же условий по промысловым данным составляет 20%.

Приведенные теоретические расчеты основывались на кривой зависимости «насыщение — проницаемость» с равновесным насыщением газом 10%. Промысловые же наблюдения обычно не показывают подобных равновесных насыщений, и соотношения проницаемостей для газа и нефти, определяемые из промысловых данных, имеют более высокие значения по сравнению с лабораторными данными. Поэтому можно было бы ожидать практиче-

ски обратных выводов. Полученные результаты можно объяснить частично средними низкими коэффициентами пластового объема нефтей, существенно снижающими эффект усадки и ограничивающими суммарную добычу, получаемую при режиме растворенного газа. Однако сомнительно, чтобы это могло явиться причиной расхождения, так как на практике встречаются очень низкие коэффициенты усадки.

Другими причинами расхождения могут являться заниженная оценка объема продуктивного пласта и его средней пористости. Вероятно также, что участие в нефтеотдаче иных механизмов — гравитационного дренирования и обводнения — объясняет, по крайней мере частично, получение высокой добычи. Так, если в течение периода фонтанной эксплуатации пласты работали бесконтрольно и без существенного участия гравитационного дренирования или обводнения, то последние силы могут вызывать значительное повышение суммарной добычи в период «установившейся» (механизированной) нефтедобычи, если эксплуатация ведется до очень низких дебитов. К сожалению, слишком мало известно о старых месторождениях для окончательного определения: являются ли эти расхождения реальными, или видимыми. Однако большинство пластов с режимом растворенного газа в действительности отдает за всю свою продуктивную жизнь суммарную добычу больше указанной теоретическими вычислениями и основанной на данных «проницаемость — насыщение».

Аналитическая трактовка проблемы истощения нефтяного пласта при режиме растворенного газа, рассмотренная в главе 7, по существу пренебрегает фактором времени и влиянием текущих дебитов на режим или суммарную добычу нефти. Промысловые наблюдения также ограничены в этом отношении, так как месторождение эксплуатируется за свою жизнь только один раз, и воздействие различных условий эксплуатации или скоростей отбора можно лишь принимать таким, каким оно получается фактически. Было принято, что суммарная добыча нефти из пластов с энергией газа не зависит от темпа отбора нефти. Это допущение считалось справедливым для однородных пластов. Однако из физического смысла процесса вытеснения нефти из пласта при режиме растворенного газа следует, что нет оснований ожидать непосредственной связи величины дебита с суммарной добычей нефти.

Но там, где нефтяные пласты не контролируются строго режимом растворенного газа, скорость отбора нефти может иметь значительное влияние на суммарную добычу. Отклонение режима пласта от режима растворенного газа, связанное с образованием газовой шапки, гравитационным дренированием или обводнением, реагирует на изменение дебитов. Гравитационное дренирование или обводнение вообще вызывают повышенную нефтеотдачу. Их участие в режиме пласта и суммарной добыче нефти выявляется при медленном его истощении. При наличии одного или обоих из этих дополнительных факторов нефтеотдачи можно

ожидать увеличения суммарной добычи с уменьшением общей скорости отборов жидкости из пласта. Разумеется, такая взаимосвязь не удовлетворяет полностью всем пластам. В одних месторождениях она может служить важным фактором при определении условий максимальной эффективности эксплуатации, в других ею можно полностью пренебречь; в целом ее роль можно установить лишь детальным изучением данного пласта.

Теоретическое рассмотрение вопросов использования энергии газа, предложенное выше, предполагало существенную однородность пластов. Ясно, что если пласт слоист или неоднороден; с широким интервалом изменения проницаемости, то истощаются раньше всего зоны самой высокой проницаемости. Если месторождение эксплуатируется бесконтрольно, то горизонты с высокой проницаемостью быстрее истощаются, и эксплуатационная производительность всей продуктивной толщи может упасть ниже предела экономически выгодной эксплуатации до наступления значительного истощения в малопроницаемых частях горизонта. Если понизить скорость отбора нефти из пласта, то вследствие увеличения времени эксплуатации перемещение жидкости из зоны с низкой проницаемостью в зоны с высшей происходит в течение более длительного периода. Однако остается невыясненным, уравновешивает ли возросший фактор времени для вертикального течения жидкости малые перепады давления между частями пласта с разной проницаемостью.

Такое положение может явиться результатом только нелинейности системы, так как можно показать, если система в основном линейна в математическом смысле, то скорость отбора жидкости из пласта не влияет на величину суммарной добычи.

Равновесная относительная проницаемость уменьшается с ростом физической проницаемости. Это означает более низкую равновесную насыщенность жидкостью и большую физическую добычу при режиме растворенного газа. Однако в настоящее время нет данных даже для полуколичественного описания общих изменений коэффициента нефтеотдачи с изменением проницаемости.

Отсутствуют также доказательства, что пористость играет какую-либо роль при установлении величины суммарной добычи нефти для режима растворенного газа, исключая условия, когда пористость непосредственно связана с изменениями проницаемости пористой среды.

Разобранные выше численные примеры относились к процессам истощения, связанным с режимом растворенного газа, где нефть из породы выталкивает газ, выходящий из раствора. Было показано, что суммарную добычу в этом случае можно заметно повысить за счет дополнительного вытесняющего действия газа из газовой шапки, выделяющегося через нефтяную зону, даже при отсутствии гравитационного дренирования. Если часть всего добытого газа возвращать в пласт, то при благоприятных усло-

виях можно повысить нефтеотдачу. Так как добыча нефти, получаемая от простого истощения пласта, подвержена сильным колебаниям, в связи с различной геолого-эксплуатационной характеристикой его, то результаты от закачки газа также изменчивы. Из практики известно, что операции по возврату газа бывают иногда успешными, а иногда терпят неудачу. Нельзя делать универсальных обобщений, основывающихся на положительном или отрицательном результате промысловых опытов. Даже полуколичественные оценки предполагаемой добычи для данного пласта в результате закачки газа или нормального истощения могут осуществляться только на основании тщательного анализа коллекторских свойств породы, физических свойств жидкостей и структурных условий пласта.

11.10. Коэффициенты нефтеотдачи в водонапорных пластах. Статистические данные по 69 месторождениям, приуроченным к песчаникам, которые эксплуатировались, повидимому, при водонапорном режиме, показывают, что добыча нефти в них колеблется от 320 до 1540 $м^3$ с 1 *га м*. Суммарная добыча от начального содержания нефти в пласте составила 24—78%; в процентах порового пространства — 18—54%; насыщение остаточной нефтью — 16—59%.

Согласно параграфу 11.6 суммарная добыча при водонапорном режиме в зависимости от вязкости пластовой нефти, проницаемости пласта и падения давления показывает определенные тенденции к изменению, так что наблюдаемая разность в величине суммарной добычи не имеет случайных колебаний. Средние значения, полученные на основании статистического анализа, составляют 729 $м^3$ с 1 *га м*, 52% начального запаса нефти в пласте, 30% порового пространства и 30% остаточной нефти.

В противоположность пласта с энергией газа для водонапорных пластов нельзя получить простого сравнения между суммарной добычей, оцененной на основании промыслового опыта, и выведенной теоретически. При разборе пласта с полным замещением нефти водой (глава 8) коэффициенты нефтеотдачи упоминались лишь относительно; они не входили непосредственно в теорию процессов изменения пластового давления и нефтеотдачи, а скорее всего они играли роль параметра, который вводился независимо для перевода объема вторгшейся воды в эквивалентную, занятую водой, площадь продуктивного пласта. Этот прием был применен фактически лишь в теоретическом анализе пластов с частичным замещением нефти водой.

В принципе можно вычислить теоретическую конечную добычу при водонапорном режиме при помощи условия, что заброс эксплуатационного объекта определяется предельным значением водонефтяного фактора. Этот фактор $R_в$ и можно формально выразить [уравнение 7.2 (4)]

$$R_в = \frac{\mu_н \beta_н}{\mu_в \beta_в} \cdot \frac{k_в}{k_н}, \qquad (1)$$

где индексы в, н относятся к воде и нефти, а μ, β, k — вязкость, коэффициент пластового объема нефти и соответственно проницаемость. В динамических условиях, когда в систему поступают вода и нефть, уравнение (1) действительно определяет распределение насыщения и, в частности, нефтенасыщение пласта при условии, что $R_в$ и давление постоянны и известны характеристики «проницаемость — насыщение». Подобные вычисления проводились для получения зависимости остаточного нефтенасыщения от вязкости нефти согласно уравнению (1), которое тождественно явлениям, наблюдаемым в естественных условиях.

Однако применимость критерия фазового распределения, выраженного уравнением (1), к решению проблемы суммарной добычи находится под сомнением. Механизм вытеснения нефти из породы путем обводнения в основном отличается от механизма одновременного течения нефти и воды в пласте. Лабораторные исследования показывают, что обводнение влажных нефтяных песков осуществляется путем продвижения «фронта» вода — нефть, при котором первое прохождение воды через индивидуальную пору фактически вымывает полностью нефть из этой поры. Позади фронта воды нефтенасыщение немедленно снижается до своего конечного остаточного значения без резкого уменьшения или обеднения последующим длительным течением воды. Остаточную нефть в коллекторе можно представить как рассеянное и прерывное распределение капель, или изолированные местные массы нефти, охватывающие небольшое число пор, с существенно нулевой проницаемостью для нефти.

Величина остаточного нефтенасыщения определяется детальной микроскопической поровой структурой коллектора и капиллярными свойствами, но не равновесием относительной проницаемости обоих подвижных компонентов двухфазной системы. Но на практике наблюдается почти универсальный постепенный рост водосодержания вслед за первым прорывом воды в дебите нефти из эксплуатационных скважин, что является полным противоречием вышеприведенной картине.

Это наблюдение можно объяснить не длительной отмывкой нефти, оставшейся после первого прохождения в пласте наступающей воды. Несовершенство чисто геометрической фигуры вытеснения нефти из пористой среды вызывает постепенное образование водяного языка даже в строго однородном пласте с резкими местными водонефтяными фронтами. Непрерывное расширение конических вертикальных или площадных языков после первого прорыва воды в скважину автоматически приводит к одновременному отбору воды и нефти из пласта.

Более важным с точки зрения микроскопического вытеснения нефти является местная изменчивость и слоистость проницаемости, характеризующая фактически все нефтесодержащие породы. Наложение последовательных прорывов воды в индивидуальных локализованных участках с различной проницаемостью приводит, очевидно, к непрерывному увеличению водяного языка, даже

если течение воды в каждой поре может резко меняться от 0 до 100%. Когда это касается только слоистости пласта, рост добычи воды можно подсчитать аналогично движению сухого газа в процессе циркуляции, исправленному на разницу в эффективной подвижности между водой и нефтью.

Исходя из этих соображений, фактическая суммарная добыча нефти представляет собой интегрированную добычу с локализованных частей пласта, где произошло полное обводнение, а насыщение нефти снизилось до их конечных остаточных значений. Ввиду того, что относительная вязкость не просто подчиняется уравнению (1), следует ожидать, что среднее насыщение остаточной нефти увеличивается с ростом вязкости, когда величина водонефтяного фактора достигает предельного значения.

Противодействие обводнению и вымыванию менее проницаемых зон сильнее при большой вязкости нефти, и затопление их к моменту прекращения эксплуатации становится неполным. Однако может случиться, что при очень вязких пластовых нефтях вода может прорваться через последние, подобно несмачивающей фазе, не вытесняя нефти и не доводя нефтенасыщение пласта до конечного остаточного значения.

Практически имеется очень мало данных о зависимости «проницаемость — насыщение», необходимой для использования уравнения (1). Вместе с тем любое применение его приводит к неразрешенной задаче осреднения пластов с различной проницаемостью и допущения общего среднего несжимаемого насыщения пласта остаточной нефтью или теории слоистости проницаемости, пренебрегающей фазой вымывания нефти. Эти принятые допущения, очевидно, столь же справедливы при оценке суммарной добычи, как и вычисления с помощью уравнения (1), даже если последнее физически обосновано.

Скорость отбора жидкости влияет на суммарную добычу из водонапорных пластов косвенным способом. Пластовое давление в водонапорных пластах реагирует на изменение дебита. Это обстоятельство не означает связи между скоростью движения жидкости в пласте и действительным механизмом вытеснения нефти. Вместе с тем с практической и экономической сторон быстрое падение давления, вызванное избыточными скоростями отбора, сокращает продуктивный период и может привести к более раннему забросу пласта с низкими дебитами по сравнению с относительно медленным темпом отбора жидкости при эксплуатации. Имеется мало доказательств, что падение давления ниже точки насыщения и связанное с ним выделение газа существенно снижают эффективность микроскопического вытеснения нефти из пористой среды. Но и в этом случае выгодно предотвратить падение давления ниже точки насыщения в связи с усадкой пластовой нефти. Если нефть остается в пласте позади фронта воды при давлении выше точки насыщения, тогда только часть ее представляет неизвлеченную дегазированную нефть. Пластовый объем нефти, заключенный в недрах при низком или почти атмо-

сферном давлении, почти равен объему дегазированной нефти. Так, если средняя остаточная нефть в пласте с 25% связанной воды составляет 30%, то суммарная добыча равна 36% порового пространства и 60% от начального запаса нефти в пласте при условии, что нефть осталась в пласте при давлении на точке насыщения и с коэффициентом пластового объема 1,25.

Если же обводнение происходило при давлении, когда коэффициент пластового объема нефти равнялся 1,05, то насыщение пласта остаточной нефтью в 30% соответствует суммарной добыче 31,4% порового пространства и 52,4% от первоначального запаса нефти в недрах.

За исключением некоторых общих соображений, указывающих, что режим частичного замещения водой в результате длительных отборов, превышающих максимально установившуюся производительность водяного резервуара питания, способствует получению более низкой добычи, чем режим полного замещения, нет иных данных для сравнения.

К сожалению, теоретический анализ пластов с частичным замещением нефти водой не дает исчерпывающего ответа на вопрос о сравнительной суммарной добыче при водонапорном режиме различной полноты, так как коэффициент суммарной нефтеотдачи вносится по существу произвольно в теорию в виде допущения некоторой величины остаточной нефти.

Если принять, что величина остаточной нефти после обводнения пласта одинакова при режимах неполного и полного замещения водой, то теория указывает на уменьшение в целом промышленно возможной суммарной добычи, если отбираемые дебиты нефти становятся выше питающей способности водяного резервуара. Чем медленнее падение пластового давления и устойчивее стабилизация его при высоких пластовых давлениях и ограниченных скоростях отбора, тем большей получается промышленная суммарная добыча, даже если эффективность механизма микроскопического вытеснения нефти не выше, чем при бесконтрольной добыче нефти.

Промысловые наблюдения, подкрепляющие эти соображения, довольно скудны, но предполагается, что регулирование скорости отборов в водонапорных пластах приводит к большей промышленно возможной суммарной добыче при условии, что пласты хорошо реагируют на микроскопические и макроскопические напоры воды с эффективной отдачей.

Остаточное нефтенасыщение в пласте с энергией газа равно, очевидно, единице минус сумма насыщения водой и свободным газом. Если принять за «вероятное» конечное насыщение пласта газом 28%, а насыщение водой 42% или выше, то остаточное нефтенасыщение при «газовом» режиме не должно превышать 30%, т. е. наблюдаемого среднего значения для водонапорных пластов. Вследствие более высокого среднего давления, под которым находится остаточная нефть в водонапорных пластах, равное насыщение остаточной нефтью налагает условие получе-

ния более высокой суммарной добычи при водонапорном режиме. Однако во многих пластах с энергией газа дополнительное участие гравитационного дренирования может привести к значительно более высокому насыщению свободным газом, чем принятое значение 28%.

Весьма вероятно, что при насыщении пласта связанной водой 45% и выше суммарную нефтеотдачу при «газовом» режиме можно сравнить с эффективностью напора воды. Такая обстановка может возникнуть при эксплуатации песчаных пластов с большим содержанием глин, где часто наблюдается высокое насыщение связанной водой.

11.11. Коэффициенты нефтеотдачи при гравитационном дренировании. Было показано, что с точки зрения получения суммарной добычи нефти пласты с гравитационным дренированием или расширением газовой шапки удобно рассматривать отдельно от пластов, действующих при режиме растворенного газа. Вместе с тем статистические данные по нефтеотдаче из месторождений, где вначале наблюдалось гравитационное дренирование, полностью отсутствуют. В изучавшихся трех месторождениях, где основным механизмом нефтеотдачи было признано расширение газовой шапки, очевидно, наблюдалось также действие напора воды. Кроме того, в двух из этих месторождений продуктивные пласты представляли собой кавернозные известняки с низкой отдачей на 1 *га м*, а в последнем с пластом песчаника добыча была относительно высокой.

Физическое основание гравитационного дренирования как средства вытеснения нефти из пористой среды заключается в простом наблюдении, что до тех пор, пока пласт обладает неисчезающей проницаемостью для нефтяной фазы, последняя по необходимости передвигается в направлении воздействующей на нее силы. Так как нефть подчиняется силе тяжести, то она обладает способностью «дренироваться» вниз по падению пласта, если только другие потенциальные силы, приложенные в обратном направлении, не превышают силы тяжести. Для полного проявления силы тяжести необходимо, чтобы исчезли градиенты давления, и гравитационное дренирование стало «свободным». В этом случае течение нефти, обусловленное силой тяжести, ограничивают лишь капиллярные силы. Капиллярные силы определяют начальное равновесное распределение жидкости в межфазных переходных зонах. Однако ниже газонефтяной переходной зоны капиллярные силы также воздействуют на проницаемость породы для жидкостей.

Исключая фактор времени, видно, что суммарная добыча нефти, которую можно получить при гравитационном дренировании, определяется из остаточного нефтенасыщения, при котором проницаемость для нефти становится исчезающе малой. Именно величина остаточного нефтенасыщения определяет собой процесс гравитационного дренирования как механизма нефте-

отдачи. В настоящее время для поддержания давления закачка газа в пласты с газовыми шапками, но с ограниченным проявлением напора воды, становится обычной практикой. По всей вероятности, еще некоторое время не будет иметься промысловых данных о пластах с гравитационным дренированием для статистической оценки их коэффициентов нефтеотдачи. Лабораторные материалы по этой тематике тоже очень скудны.

Сообщалось об экспериментах, демонстрирующих наличие гравитационного дренирования у смачивающих породу фаз в пористых материалах. Испытания на истощение под влиянием капиллярного давления по отношению к насыщению типа, применяемого для определения связанной воды, моделируют до некоторой степени гравитационное дренирование. Однако эти испытания относятся к фазе, смачивающей пористую среду. Вместе с тем именно поведение несмачивающей фазы — нефти — в трехфазной системе определяет роль гравитационного дренирования как механизма нефтеотдачи.

Было найдено, что остаточное нефтенасыщение после вытеснения нефти капиллярными силами, соответствующего гравитационному дренированию, не только можно сравнивать с нефтенасыщением после вытеснения водой, но оно может быть в некоторых случаях даже ниже, что находится в согласии с физическим критерием подвижности как предельным фактором во всех процессах вытеснения жидкости. Можно ожидать, что предел подвижности последней в свою очередь соответствует распаду нефти на диспергированную и прерывную фазы.

Верхний предел насыщения для капельного прерывного распределения нефтяной фазы следует определять в значительной степени по микроскопической поровой структуре и геометрии пористой среды. Поэтому он должен быть приблизительно одинаков независимо от того, создается ли предел нефтенасыщения вытеснением водой или гравитационным дренированием.

Однако возможно, что поверхностные натяжения на разделе двух фаз и процессы микроскопического течения также влияют на абсолютное значение нефтенасыщения, при котором местная непрерывность нефтяной фазы может прерваться.

В настоящее время вряд ли можно построить детальную физическую теорию этих явлений на ограниченном количестве экспериментального материала. Обоснованно предположить, что согласно проведенным экспериментам остаточное нефтенасыщение при гравитационном дренировании следует сравнивать с насыщением, остающимся при вытеснении нефти водой, т. е. порядка 20—35%. В обоих случаях на практике эффективность микроскопической нефтеотдачи снижается в силу слоистости проницаемости и других явлений неоднородности пласта. Фактор времени для достижения предельного нефтенасыщения при гравитационном дренировании также ограничивает фактическую суммарную добычу нефти. В целом оказывается, что количество

нефти, потенциально извлекаемой при гравитационном дренировании и расширении газовой шапки, не должно заметно отличаться от суммарной добычи, полученной при водонапорном режиме пласта. С этим общим выводом находятся в согласии те немногие промысловые наблюдения, которые известны нам до сих пор.

Гравитационное дренирование сильно реагирует на изменение скоростей отбора жидкости из пласта. Если последние велики по сравнению с количеством нефти, стекающей вниз по падению пласта, то режим последнего контролируется энергией растворенного газа. Гравитационное дренирование может существовать на протяжении всего периода разработки месторождения, но его скорость падает вследствие уменьшения проницаемости для нефти в нефтяной зоне, связанной с процессом истощения пласта при режиме растворенного газа. Общий объем нефтяного коллектора, истощенного гравитационным дренированием к моменту, когда текущая производительность его становится слишком малой для осуществления непрерывной эксплуатации, может составлять небольшую часть всего объема пласта.

Чистая доля гравитационного дренирования в суммарной нефтедобыче будет соответственно низка. Если эксплуатация пласта продолжается после истощения давления с дебитами, которые обеспечиваются лишь гравитационным дренированием, то количество остаточной дегазированной нефти в пласте будет все же больше по сравнению с величиной остаточной нефти, заключенной в порах нефтяного коллектора во «вздувшемся» состоянии при высоких давлениях. Получение максимальной потенциальной добычи нефти при гравитационном дренировании требует тщательного контроля за скоростью отбора жидкости из пласта, размещения эксплуатационных скважин ниже газонефтяного контакта и осуществления таких практических мероприятий, которые способствовали бы росту проницаемости коллектора для нефти.

11.12. Извлекаемые запасы нефти. В предыдущем разборе коэффициенты нефтеотдачи выражались различными величинами: общей суммарной добычей в долях порового пространства или в процентах от начального содержания нефти в пласте, конечным насыщением свободным газом, добычей в куб. метрах на 1 *га м* нефтяного горизонта, насыщением остаточной нефтью пласта и т. д. Если бы все эти величины были определенно известны, все же их было бы недостаточно для оценки встречаемых в естественных условиях пластов величины их действительной суммарной нефтеотдачи.

В простейших случаях, когда коэффициент нефтеотдачи, выраженный в куб. метрах на 1 *га м* нефтеносной площади, можно считать известным, общая суммарная нефтеотдача из данного пласта представляет, очевидно, приведенную площадь

нефтеносности в га-метрах, умноженную на коэффициент нефтеотдачи в куб. метрах или

$$\text{Суммарная добыча } (м^3) = FAh, \qquad (1)$$

где A — продуктивная площадь в *га*; h — эффективная мощность нефтяного горизонта в *м*; F — коэффициент отдачи в $м^3$ на 1 *га м*. Однако часто являются неопределенными два компонента, составляющие общий пластовый объем, т. е. продуктивная площадь A и эффективная мощность пласта h.

Нельзя установить точно протяженности продуктивной площади, пока месторождение не будет достаточно разработано, чтобы выявить внешнее замыкание нефтеносной зоны путем оконтуривания, сбросов, выклинивания пористости или проницаемости и т. д., а также установить наличие газовых шапок или линз в продуктивном горизонте. Установление этих данных может вызвать значительную задержку разработки залежи после вскрытия ее первой эксплуатационной скважиной, но обычно оно не связано с большими трудностями, если пласт обладает достаточными запасами нефти, чтобы обеспечить широкий фронт буровых работ.

Определение средней эффективной мощности нефтяного горизонта составляет часто более трудную задачу. Общая мощность нефтеносного отдела обычно устанавливается по данным электрокароттажа, изучению геологического разреза и анализу кернов. Глинистые и пустые зоны в пределах продуктивного горизонта легко установить и исключить из рассмотрения. Однако если по всему разрезу наблюдается широкое колебание проницаемости, то нижний предел ее, включаемый в «эффективную» мощность, становится весьма условным. Произвольность выбора нижнего предела проницаемости вытекает в основном из экономических соображений. Если нефтяной пласт с режимом растворенного газа состоит из слоев с проницаемостью выше 100 миллидарси, то сомнительно, чтобы нефтенасыщенные зоны с проницаемостью менее 1 миллидарси существенно истощались ко времени падения текущих дебитов до предела экономически выгодной эксплуатации пласта.

Если нефтяной пласт работает при водонапорном режиме, то прорыв воды в высокопроницаемые пропластки может вызвать прекращение добычи нефти задолго до того, как возникнет заметное обводнение и вымывание в малопроницаемых частях нефтяного отдела при условии, что высокопроницаемые слои не подвергались ранее изоляции.

В массивных известняковых или доломитовых залежах, где средняя проницаемость межзернистой породы может не превышать 5 миллидарси, исключение из разработки нефтенасыщенной зоны, имеющей проницаемость 1—2 миллидарси, может привести к общей недооценке извлекаемых запасов.

Малопроницаемые зоны все же отдают какую-то добычу нефти за счет вертикального перемещения последней в более

проницаемые пропластки, которые подвергаются некоторому истощению или заводнению. Эта нефтеотдача происходит намного медленнее, чем из высокопроницаемых зон. Однако нижний предел проницаемости породы для включения ее в «эффективную» мощность должен быть все же очень мал. Кроме того, при установлении нижних пределов проницаемости продуктивного коллектора необходимо обратить внимание на механизм пластового режима и на возможность последующей закачки воды или газа извне в залежь в процессе дальнейшей ее разработки.

При установлении размеров продуктивной площади необходимо учитывать также потенциальную добычу из непродуктивных, на первый взгляд, отделов пласта. Продуктивная площадь не должна сводиться только к участкам, отводимым под эксплуатационные скважины. У контуров нефтяного пласта обычно расположена площадь со средней эффективной мощностью продуктивного горизонта слишком незначительной, чтобы обеспечить высокую эффективность бурения. Однако нефть с этой площади может дренироваться в приконтурные эксплуатационные скважины. Поэтому следует учитывать эту площадь как часть продуктивной формации, хотя впоследствии можно принять низкое средневзвешенное значение нефтеотдачи с этих участков вследствие их ограниченной мощности и значительного расстояния от эксплуатационных скважин. Чтобы перевести коэффициент нефтеотдачи, выраженный частью порового пространства, в эквивалентную суммарную добычу нефти, следует определить среднюю пористость коллектора, а также общий продуктивный объем пласта. Тогда

$$\text{Суммарная добыча } (м^3) = FAhf, \tag{2}$$

где f — пористость; F — коэффициент нефтеотдачи в долях порового пространства. Так как f составляет среднюю пористость эффективного нефтяного горизонта, то определение величины последнего в сочетании с соответствующими данными анализа керна дает необходимые значения для уравнения (2).

Когда коэффициент нефтеотдачи F выражен конечным содержанием свободного газа, что соответствует режиму «растворенного газа», то суммарная добыча может быть вычислена при помощи выражения

$$P\,(м^3) = \left[\frac{F}{\beta_f} - (1 - \varrho_в)\left(\frac{1}{\beta_f} - \frac{1}{\beta_i}\right)\right] Ahf, \tag{3}$$

где $\varrho_в$ — насыщение связанной воды; β_i — коэффициент начального пластового объема пластовой нефти; β_f — значение этого коэффициента при забросе месторождения. Предполагается также, что связанная вода не извлекается при эксплуатации и в процессе разработки залежи в нее не наблюдалось поступления краевой воды. A, h и f имеют значение из уравнения (1) и (2).

Определение истинного насыщения нефтяного пласта связанной водой характеризовалось ранее серьезными трудностями. Однако теперь можно установить значение $\varrho_в$ довольно удовлетворительно, по крайней мере для отдельных кернов, при помощи отбора их раствором на нефтяной основе и экспериментов с капиллярным давлением. Начальный коэффициент пластового объема нефти β_i может быть замерен из экспериментов с $p - v - T$ над пробами, взятыми с забоя, или рекомбинированными сепараторными образцами нефти. β_f зависит от давления, принятого для конечного, экономически возможного состояния истощения пласта. Часто можно оценить это давление на пределе заброса до 7 *ат*, учитывая глубину залегания пласта и начальные потенциалы скважин, а также проницаемость и мощность продуктивного пласта. Соответствующая погрешность величины β_f не превышает связанной с комплексным значением других членов уравнения (3).

Использование остаточного нефтенасыщения как критерия коэффициента нефтеотдачи F удобно при оценке пластов с водонапорным режимом или гравитационным дренированием, но и оно требует знания основных данных, как и уравнение (3). В последнем случае формула, выражающая суммарную добычу нефти, будет

$$P\,(м^3) = \left(\frac{1-\varrho_в}{\beta_i} - \frac{F}{\beta_f}\right) Ahf. \qquad (4)$$

В отношении значения β_f для водонапорных пластов имеется больше неопределенности, чем для пластов с энергией газа, но погрешности, вызванные ошибками в β_f, пропорциональны остаточному нефтенасыщению в обоих случаях и отсюда имеют равные последствия как для уравнения (4), так и для уравнения (3).

Коэффициент нефтеотдачи F в долях начального запаса дегазированной нефти в недрах означает суммарную добычу, полученную из выражения

$$\text{Суммарная добыча } (м^3) = F\,\frac{(1-\varrho_в)\,Ahf}{\beta_i}\,. \qquad (5)$$

Это выражение не требует новых данных по сравнению с принятыми в уравнении (3) и (4). При использовании коэффициента нефтеотдачи содержание начального запаса нефти в пласте может быть определено при благоприятных условиях независимо, применяя уравнение материального баланса, хотя последний часто имеет неопределенное истолкование. Однако в пластах с режимом «растворенного газа», где величина имеющейся газовой шапки может быть определена, по крайней мере, относительно объема нефтяной зоны, метод материального баланса дает точные оценки объема нефти в пласте. Этот метод является ценным для известняковых или доломитовых пластов,

где точное определение отдельных членов в уравнении (5), связанных с породой коллектора, может быть особенно затруднительным.

Применение единых значений для различных физических параметров и коэффициентов нефтеотдачи в указанных уравнениях не налагает условия, что они являются идентичными для всех частей общего пласта. При оценке пласта удобно пользоваться средними характеристиками и коэффициентами нефтеотдачи, которые можно непосредственно подставить в уравнения (1) — (5).

Однако установление этих средних данных составляет одну из самых трудных сторон анализа пласта. Наиболее простыми случаем осреднения являются определения эффективного объема массы пласта, выраженного комплексным фактором Ah, и начального коэффициента пластового объема нефти.

Определение пористости обычно не представляет большой трудности, если получены хорошие керны из пласта. Однако насыщение породы связанной водой, величина которого используется в уравнении (2) — (5) для определения начального нефтенасыщения, требует независимого осреднения, которое покоится на данных, значительно менее полных и удовлетворительных, чем это можно получить для пористости. Наконец, сами коэффициенты нефтеотдачи поддаются с таким трудом точной формулировке даже в идеальных условиях, что вряд ли можно рекомендовать попытку их дифференциации для разных частей пласта.

11.13. Основные задачи физики нефтяного пласта. Подходя со строго научной точки зрения, следует заметить, что материал в настоящей книге вряд ли настолько выкристаллизовался, чтобы рассматривать трактуемый предмет как объект науки. Фактически все рассматриваемые аналитические и численные соображения были ограничены «идеальными» системами, которые никогда не наблюдаются на практике.

Возможно, что ни в какой другой области науки объект ее с точки зрения количественного анализа не поддается определению с таким трудом, как в физике или технологии нефтяного пласта.

Каждый «образец» естественного пласта представляет сам со себе бесконечную сложность и ансамбль всех известных до сих пор или подлежащих открытию явлений. Фактически все эксперименты над естественными пластами необратимы в термодинамическом смысле и по существу разрушают образец в отношении его основных параметров, определяющих состояние пласта до эксперимента. Отдельные экспериментальные наблюдения не поддаются повторению, воспроизводимости испытаний или установлению систематической зависимости причины и следствия.

Вследствие непостоянства образцов, присущего всем нефтеносным пластам, изучение их не дает обобщенных и универсально применимых количественных выводов. Нет двух естествен-

ных нефтяных пластов, действующих одинаково и проявляющих тождественную реакцию на регулирование при эксплуатации. Если бы среди естественных пластов количественно наблюдалось сформулированное заранее поведение их, это было бы простым совпадением, исключая условия, когда численные допущения подбираются из материалов по уже разработанным нефтяным пластам. Отдельные физические характеристики основных групп пластов, классифицируемых согласно механизму нефтеотдачи, режиму или структуре, меняются в широких пределах. Соответственно этому меняются и количественные стороны их режима и битов.

Поэтому, исключая отдельные пласты с точно установленными параметрами, видно, что общие формулировки будущего режима и добычи из любого месторождения должны по необходимости ограничиваться вероятностью возникновения с широким интервалом возможных отклонений от ожидаемого развития. Утверждение, что режим естественных пластов следует количественно универсальному функциональному процессу независимо от их единичных и индивидуальных характеристик, означало бы простое отрицание основ макрофизики.

Единственно возможной количественной трактовкой изучаемых нефтяных пластов является разбор идеализированных прототипов. Для придания некоторого практического значения этим анализам были выбраны численные значения параметров, определяющих соответствующие системы в пределах, встречающихся на практике. Вместе с тем, чтобы удовлетворить широкие физические допущения, лежащие в основе анализа, количественная сторона поведения рассмотренных примеров должна согласоваться по порядку величины с наблюдаемыми явлениями в естественных пластах. Разумеется, полное совпадение этих формулировок как в отношении идеализированного прототипа, так и соответствующих наблюдений в любом нефтяном пласте было бы чистой случайностью.

Наиболее серьезной и неразрешенной до сих пор задачей в физике нефтяного пласта является анализ систем неоднородного течения. Эта проблема представляет не просто задачу осреднения меняющихся физических параметров, например, проницаемости, насыщения связанной воды, мощности пласта или коэффициентов нефтеотдачи. Скорее всего это динамическая статистика неоднородных подземных резервуаров, которая выражает дифференцированное поведение и взаимодействие между локализованными участками пласта с различными свойствами в целом.

Удовлетворительному анализу не был подвергнут даже относительно простой случай переходного состояния многофазного течения в слоистом нефтяном горизонте, где бы учитывалось вертикальное перемещение нефти между зонами различной проницаемости. Между тем построить аналитическую формулировку такой проблемы возможно, а также можно решить полученные

уравнения, хотя и трудоемким численным способом. В силу исключительной сложности проблем этого типа все приведенные аналитические исследования систем с многофазным течением жидкости ограничивались идеализированным «однородным пластом». К нерешенным вопросам физики пласта, тесно связанным с динамикой неоднородных систем, относятся: 1) тождественность неоднородных и однородных пластов, имеющих средние физические свойства, относящиеся к неоднородным системам; 2) влияние перемежающихся операций, включая замену работающих скважин, на суммарную нефтеотдачу и режим пласта; 3) статистические данные по геометрии вытеснения нефти из пласта при поступлении вытесняющего агента со стороны в пористую среду.

Сбор достаточного материала для определения характера неоднородности любого данного пласта не представляется возможным, но основные причины расхождения между наблюдаемым и подсчитанным режимом однородного пласта остаются неопределенными, пока не будет дана оценка влиянию неоднородности пласта на нефтеотдачу.

Полный динамический анализ для многофазного течения остается нерешенной проблемой даже для строго однородных пластов.

Влияние скважин как фокусов отбора жидкости не учитывалось в большей части теории, описывающей динамику полного «газового» режима в пласте. Влияние размещения скважин или отбираемого дебита на суммарную добычу нефти из пласта при режиме «растворенного газа» определяется только решением основных уравнений 4.7(1), учитывающих распределение давления внутри пласта и фактор времени. Пока этот анализ не будет выполнен, физическая основа размещения скважин на месторождениях с «газовым» режимом и его связь с дебитами в основном опирается на гипотезу.

За последние годы появились доказательства, что строгое термодинамическое равновесие, видимо, не всегда наступает в процессе эксплуатации нефтяных пластов. Давления на точке парообразования в сообщающихся пластах, приведенные к общей отметке в пределах экспериментальных ошибок, не всегда имеют одну и ту же величину даже в пластах с недонасыщенной нефтью. В нефтяных коллекторах с налегающими газовыми шапками наблюдалось недонасыщение нефти газом под газонефтяным контактом. Многие из этих наблюдений можно связать с изменениями свойств нефти, что является выражением очевидного отсутствия равновесия в пластовых условиях.

Нередко наблюдается повышение уд. веса нефти с глубиной залегания одного и того же продуктивного пласта на много выше, чем это можно ожидать из гравитационного разделения углеводородов. Тяжелые и смолистые нефти, часто обнаруживаемые вблизи водонефтяного контакта, очевидно, не находятся в диффузионном или гравитационном равновесии с более лег-

кими нефтями в повышенной части пласта. Агенты, вызывающие местные изменения свойств нефти, оказывают, по всей вероятности, свое влияние быстрее, чем градиенты термодинамического потенциала, стремящиеся установить однородность жидкости в пласте. Если тяжелые нефти вблизи водонефтяного контакта поступали в таком состоянии в коллектор в процессе миграции, то их длительная локализация в пласте означает, что силы диффузии действовали очень медленно даже в разрезе геологического времени. Все эти неравновесные явления почти полностью игнорируются при количественном изучении режима пласта. Однако проблема эта заслуживает серьезного исследования.

Серьезного внимания заслуживает также изучение комплексного процесса взаимного вытеснения жидкостей из пласта. Разбор механизма нефтеотдачи при гравитационном дренировании связан не только со значительными аналитическими трудностями, но установление остаточного нефтенасыщения, а также суммарной добычи при этом режиме находятся в стадии общих рассуждений. Капиллярные явления в трехфазных системах, определяющие величину остаточного нефтенасыщения пласта при гравитационном дренировании, а также детальную структуру переходных зон на границе фаз, не имеют даже сформулированных качественных особенностей. В литературе полностью отсутствуют характеристики «проницаемость — насыщение» для трехфазных систем в сцементированных породах, хотя все процессы течения при расходовании энергии газа включают три фазы. Принято считать, что соотношения проницаемостей для газа и нефти зависят от общего содержания жидкостей и потому их можно определить по двухфазным замерам. Такое допущение, конечно, не может считаться универсальным. Для установления соответствующих количественных выражений необходимо провести многочисленные эксперименты над течением многофазных жидкостей в породах, особенно в сцементированных песчаниках.

11.14. Заключение. В настоящее время в США отсутствует удовлетворительная теория, описывающая изменения физически или промышленно возможной суммарной добычи нефти в зависимости от размещения скважин. Физические и теоретические соображения не дают указаний на существенное изменение физически возможной суммарной добычи от расстановки скважин на промысле; не дают таких указаний и лабораторные эксперименты. Однако хорошо известно, что вода и нефть из водяных и нефтяных пластов могут перемещаться через сообщающиеся между собой и непрерывные пористые среды на расстояния, сравнимые с общими размерами пластов. Многие наблюдения, например, за бурением скважин, проведенных на уплотнение сетки, показывают, что в пластах благодаря длительным отборам может происходить истощение жидкостей и давления в точках, отдаленных от эксплуатационных скважин или между ними. Правда, особые наблюдения, показывающие зависимость локаль-

ной эффективности вытеснения нефти водой или газом от расстояния, на которое эти жидкости переместились от их исходного положения, отсутствуют.

Если промышленно возможную суммарную добычу ограничить минимальными дебитами со скважин, можно ожидать, что в месторождениях с режимом растворенного газа суммарная добыча возрастает с уменьшением расстояний между скважинами. Величина подобного изменения может быть пренебрежимо малой или иметь практическое значение в зависимости от физических свойств пласта и предельных дебитов нефти к моменту заброса месторождения. В пластах с напором краевых вод даже промышленная суммарная добыча не зависит от расстановки скважин. Теория указывает, что в пластах с напором подошвенных вод промышленно возможная суммарная добыча увеличивается с уплотнением скважин. Это увеличение должно быть приблизительно линейным в изотропных пластах. Когда же эффективная средняя проницаемость пласта по вертикали составляет 1% или меньше по отношению к средней проницаемости по горизонтали, промышленно возможная добыча возрастает, но медленно, с уменьшением уплотнения скважин в пределах расстояний, обычно применяемых на практике.

Наблюдение показывает, что это влияние имеет место скорее в результате изменения геометрии вытеснения поднимающимся водонефтяным зеркалом в зависимости от расстановки скважин, чем от реакции пласта на местную эффективность вытеснения нефти в процессе обводнения.

Подвергнутая изучению и оценке фактическая суммарная добыча нефти из 27 месторождений, работавших при режиме растворенного газа, не показала влияния размещения скважин на суммарную нефтеотдачу.

Аналогичные данные по 74 месторождениям с водонапорным режимом также не показали влияния размещения скважин на фактическую суммарную нефтедобычу, которое можно было бы отделить от других факторов, оказывающих, вероятно, большее влияние на нефтеотдачу, чем расстановка скважин. Однако, исходя из промысловых наблюдений, нельзя сделать вывода, что действительно отсутствует изменение суммарной нефтеотдачи с размещением скважин. Разброс полученных данных показывает, что пластовые и эксплуатационные условия, а также местоположения скважин на структуре имеют при определении суммарной нефтедобычи большее значение, чем расстановка скважин.

Кратковременные испытания над интерференцией давления в скважинах, давшие положительный эффект, показывают наличие быстрой сообщаемости жидкости в пористой среде между испытуемыми скважинами. Испытания с отрицательными результатами показывают лишь верхний предел взаимодействия пластов и жидкостей, свойства которых определяют перенос реакций давления.

При испытаниях на интерференцию с длительностью в несколько дней не следует ожидать видимых реакций, если пласт содержит заметное газонасыщение в нефтяной зоне, а также при условии, что в пласте отсутствуют между испытуемыми скважинами каналы с исключительно высокой проводимостью. Получение отрицательных результатов при испытаниях на интерференцию в переходном состоянии еще не означает недостаточности расстановки скважин для длительной эксплуатации и обеспечения высокой суммарной добычи нефти из данного пласта.

Размещение скважин должно определяться на практике, прежде всего исходя из протяженности пласта и экономических факторов, относящихся к последнему. Первоначальное расстояние между скважинами должно предусматриваться по проекту как можно более редким, допускающим определение контуров залежи, протяженности пласта, выявление общей структуры и пластовых условий. Первоначально скважины должны располагаться на продуктивной площади по такой сетке, которая в дальнейшем обеспечивает сгущающуюся разработку, не нарушая возможностей равномерного дренирования продуктивной площади.

Уплотнение первоначальной сетки следует предпринимать после того, как первичный проект покажет необходимость более тесного размещения скважин вследствие отсутствия непрерывности пласта, а также после установления действующего механизма нефтеотдачи, показывающего, что извлекаемая нефть из пласта оправдывает расходы по дополнительному бурению.

Минимальным числом скважин для данной залежи, очевидно, является единица в каждом отдельном продуктивном элементе, содержащем запасы, достаточные для покрытия расходов по крайней мере на одну скважину. Максимальное число скважин определяется значением промышленно возможной суммарной добычи с продуктивной площади или из отдельного элемента на ней. Оптимальное размещение скважин располагается между минимальным и максимальным значениями и определяется, исходя из экономического фактора времени. Если бы не последний, то оптимальным числом скважин для данного пласта было бы минимальное количество. Это оптимальное размещение скважин нельзя определить строго, так как даже приблизительные вычисления зависят в значительной степени от действующего режима пласта и характера регулирования процесса эксплуатации.

На месторождениях с водонапорным режимом плотность скважин должна обеспечить разрешенный отбор жидкости из пласта. Отборы должны по возможности ограничиваться производительностью водяного подземного резервуара, питающего нефтяной пласт без непрерывного и избыточного падения давления в последнем. В месторождениях с режимом частичного замещения нефти водой плотность скважин должна контролироваться такой дебитностью месторождения, которая обеспечит макси-

мальную эффективность напора воды и даст приближение к режиму полного замещения.

Однородные пласты с режимом растворенного газа и регулированием отбора при эксплуатации должны разрабатываться с такой плотностью сетки скважин, которая обеспечивает разрешенную добычу из месторождения, если только последняя не связана с числом эксплуатационных скважин.

Плотность сетки скважин для пластов с расширением газовой шапки должна обеспечить получение разрешенной добычи из месторождения, или такой величины общего отбора, которая не намного превосходит скорость гравитационного дренирования нефти вниз по падению пласта при условии, что получающиеся дебиты скважин не слишком малы для экономически выгодной эксплуатации.

Общая эффективность суммарной нефтедобычи зависит в большей степени от надлежащего местоположения скважин на структуре, чем от числа пробуренных скважин. За исключением пластов с режимом растворенного газа, общие дебиты, получаемые из месторождений, определяют режим пласта и эффективность нефтеотдачи скорее, чем число работающих скважин.

Плотность скважин сама по себе имеет малое значение, если она только не влияет на эффективность вытеснения нефти из пласта.

Суммарная добыча из нефтяного пласта представляет по существу интегрированный эффект всей динамики его режима и является основным критерием оценки пласта с экономической точки зрения. Так как отдельные стороны режима в течение всего периода разработки меняются со значениями физических параметров горных пород и жидкостей, а также условиями эксплуатации, то меняется и значение суммарной нефтеотдачи. Наблюдаемая суммарная нефтедобыча распределяется в широком интервале значений даже при одном и том же основном механизме нефтеотдачи. Так, среди 25 месторождений с режимом растворенного газа, о которых имеются данные по суммарной нефтедобыче, последняя колебалась от 166 до 722, со средним значением 327 $м^3/га\,м$; от 15 до 50%, в среднем 33%, начального содержания нефти в пласте; от 7 до 34%, в среднем 20%, в процентах порового пространства; от 14 до 53%, в среднем 28%, в процентах конечного насыщения свободным газом. Однако сравнение показывает, что наблюдаемая суммарная добыча, выраженная в долях порового пространства, определена в среднем выше, чем это вытекает из расчетов при режиме исключительно «растворенного газа». Причина этого расхождения неясна, но основным фактором, по всей вероятности, является участие гравитационного дренажа или напора воды при добыче нефти из пласта с режимом «растворенного газа».

Промысловые данные о добыче нефти из пластов с водонапорным режимом более многочисленны. Так, для 69 обследо-

ванных месторождений добыча в куб. метрах на 1 *га м* колебалась от 320 до 1540, в среднем 730; в процентах от начального запаса нефти в пласте — 24 — 78%, в среднем 52%; в процентах порового пространства от 18 до 54%, в среднем 30%, а в процентах остаточного нефтенасыщения от 16 до 59%, в среднем 30%. Очевидно, этот широкий разброс точек показывает, что механизм нефтеотдачи при водонапорном режиме также не связан с точно установленными и особыми параметрами добычи независимо от характеристик пласта. Изучение водонапорных пластов показывает тенденцию к уменьшению остаточного нефтенасыщения с ростом проницаемости, уменьшением вязкости нефти и сохранением пластового давления в течение всего периода разработки.

В противоположность пластам, работающим при режиме растворенного газа, вполне законченная теория для описания добычи из пласта при водонапорном режиме, которая автоматически показывает конечное нефтенасыщение его в момент прекращения эксплуатации, отсутствует. Коэффициент нефтеотдачи вводится независимо и выражается остаточным нефтенасыщением, предполагаемым для продуктивной площади, затопленной водой. Применение зависимости «проницаемость — насыщение» для продуктивного пласта показывает, очевидно, остаточное нефтенасыщение, когда водонефтяной фактор достигает запроектированной величины ко времени прекращения эксплуатации, но этот прием имеет сомнительное значение; он относится только к одновременному течению подвижных нефти и воды. Однако процесс микроскопического выталкивания нефти из увлажненных песков водой над водонефтяными переходными зонами осуществляется, по всей вероятности, продвижением «фронта» нефть — вода, за которым нефтенасыщение практически немедленно снижается до состояния исчезающей проницаемости и прерывного распределения. Именно это остаточное нефтенасыщение, определяемое микрогеометрией и капиллярными свойствами породы и жидкостей, является критерием местной суммарной нефтеотдачи. Общий отбор жидкости из пласта дает это значение, уменьшенное вследствие неполной отмывки породы, в момент забрасывания пласта. Оно связано с геометрическим вытеснением нефти и разной степенью обводнения различных участков пласта, вызванного слоистостью проницаемости коллектора и его неоднородностью.

Для пластов с гравитационным дренированием имеется очень мало промысловых данных, поддающихся истолкованию, так что приходится прибегать к общим соображениям.

Гравитационное дренирование представляет процесс перемещения нефти вниз по структуре пласта под действием силы тяжести. Оно продолжается до тех пор, пока не будет встречено сопротивление со стороны градиентов давления и пока проницаемость для нефти не упадет до нуля.

Это может наступить, когда нефтенасыщение снизится на-

столько, что нефть в пласте будет представлена прерывным распределением. Указанное остаточное нефтенасыщение должно иметь тот же порядок цифр, что и соответствующая величина, ограничивающая вытеснение нефти при заводнении пластов.

Отсюда суммарная добыча нефти при гравитационном дренировании и расширении газовой шапки должна при благоприятных обстоятельствах сравняться с добычей из пластов с водонапорным режимом.

Независимо от механизма нефтеотдачи до сих пор не установлено, что эти процессы локальны и по существу реагируют на темп отбора жидкости при эксплуатации. В естественных условиях обычно наблюдается косвенное влияние этого явления, которое заключается в том, что избыточные скорости отборов в сочетании с экономическими факторами приводят часто к пониженной суммарной нефтеотдаче, а при ограниченной скорости отборов — к повышенной добыче нефти. В пластах с энергией газа, где существует потенциальный источник повышения добычи нефти в виде гравитационного дренирования или обводнения краевой водой, участие последних сил возрастает при пониженных скоростях отборов. Высокие дебиты скважин в водонапорных пластах приводят к быстрому падению давления даже при равной суммарной нефтеотдаче, сокращают срок фонтанирования, повышают эксплуатационные расходы и вызывают забрасывание месторождения при низких значениях суммарной добычи нефти. Кроме того, остаточное нефтенасыщение в затопленных пластах при низком давлении составляет больший эквивалент дегазированной нефти, чем нефть, оставшаяся в пласте при давлении, с высоким коэффициентом пластового объема.

Если скорости отбора в пластах с гравитационным дренированием не контролируются, то нефтенасыщение и проницаемость для нефти в нефтяной зоне могут настолько снизиться, что значительно уменьшат гравитационное дренирование по склонам пласта.

Затрудняется также предотвращение конусообразования газа и прорыва газа в скважины в процессе эксплуатации, а также выделение его из газовой шапки.

Помимо этого, нефтенасыщение в расширившейся газовой шапке при остаточном низком давлении эквивалентно большему объему дегазированной нефти по сравнению с условиями, когда нефть осталась в пласте при высоком давлении, возникающем в результате низких скоростей отбора и при малых значениях газонефтяного фактора.

Прежде чем оценить экономически пласт в целом, необходимо вычислить коэффициент нефтеотдачи и перевести его в эквивалентную нефтеотдачу. Когда известен коэффициент нефтеотдачи в кубометрах на 1 *га м*, то суммарная нефтедобыча составляет произведение этого коэффициента на общий объем пласта в гаметрах.

Эта формула требует определения продуктивной площади и эффективной мощности нефтяного горизонта. Продуктивная площадь в конечном счете определяется разработкой месторождения и сухими скважинами, пробуренными за контурами месторождения. Общая мощность нефтяного горизонта обычно устанавливается электрокароттажем, кернами и изучением геологического разреза. Однако различие между «эффективной» и «неэффективной» зонами нефтеносного горизонта подвергается часто сомнению. Установление нижнего предела проницаемости для разделов пласта, которые, вероятно, не принимают заметного участия в нефтеотдаче произвольно. Для этой цели не существует никакой формулы, и выбор делается на основе «здравого смысла».

Если коэффициент нефтеотдачи выражен в процентах порового пространства, необходимо знать среднюю пористость пласта, помимо его общего объема, для перевода этого коэффициента в эквивалентную суммарную нефтедобычу. Когда коэффициент нефтеотдачи выражен конечным насыщением свободного газа или величиной остаточного нефтенасыщения, то для вычисления суммарной нефтедобычи необходимо знать насыщение пласта связанной водой, а также начальный и конечный коэффициенты пластового объема нефти. Те же самые данные, за исключением конечного коэффициента пластового объема нефти, входят и в формулу для предполагаемой суммарной нефтедобычи, когда коэффициент нефтеотдачи выражен в долях начального запаса нефти в пласте. В последнем случае общее содержание начальной нефти в недрах можно определить, непосредственно прилагая метод материального баланса к наблюдениям за режимом пласта.

Физика нефтяного пласта не является еще в настоящее время «завершенной» наукой. Общие физические принципы, лежащие в основе ее, довольно хорошо установлены. Она имеет достаточное практическое применение для определения обоснованности ее выводов.

Выводы, которые можно получить теоретическим путем относительно пластов и их режима, необходимо тщательно отработать. Надо подчеркнуть, что на данном этапе развития физики пласта любое сделанное обобщение представляет скорее возможность или вероятность, чем хорошо установленные описания пластов, встречающихся на практике. Вероятность того, что любой гипотетический пласт, созданный для экспериментальных целей, может повториться на практике, чрезвычайно мала.

Помимо своей сложности, физика нефтяного пласта связана со многими специфическими нерешенными задачами. Одной из наиболее серьезных проблем является теория неоднородных пластов. Общее статистическое осреднение в эквивалентные однородные системы во многом отношении, несомненно, достаточны Однако переходные состояния, которые приводят к дифференциальному истощению отдельных участков общего пласта с раз-

личными физическими свойствами, нельзя представлять слишком упрощенно.

Процессы осреднения для переходных состояний отличаются от процессов осреднения для динамики установившегося состояния. Во всяком случае до тех пор, пока не будут разобраны весьма основательно несколько простых неоднородных систем, количественное значение делаемых приближений и приемов упрощения не может быть оценено достаточно полно. К сожалению, до сих пор еще не был подвергнут полному анализу даже строго однородный пласт, где учитывалось бы серьезно влияние градиентов давления и скорости отборов при эксплуатации.

В момент вскрытия нефтяные пласты могут и не находиться в состоянии полного термодинамического равновесия. Эти неравновесные состояния требуют тщательного изучения. Сложность количественного анализа пласта возрастет, очевидно, во много раз, если в теорию режима необходимо будет ввести явления отсутствия равновесия, связанные либо с первоначальными пластовыми условиями, либо с процессом разработки и эксплуатации. Возможность возникновения сверхнасыщения в пласте, на которое указывают последние экспериментальные исследования, должна быть учтена при исследованиях. Мало исследованы также процессы вытеснения жидкостей в пористых средах. Необходимо разъяснить еще роль капиллярных явлений и зависимости «проницаемость — насыщение» в трехфазных системах, чтобы осветить различные стороны механизма нефтеотдачи, а особенно гравитационного дренирования.

Песчаники, содержащие глины, и промежуточные известняки, являющиеся коллекторами нефти, почти полностью игнорировались в проделанных количественных исследованиях.

Предположение, что их режим количественно подобен режиму кварцевых песчаников, не подтверждается экспериментами.

Этим пластам до сих пор уделялось очень мало внимания и исследований с точки зрения динамики жидкостей.

Несмотря на все трудности и ограниченный объем научно-исследовательских работ по физике пласта, основные принципы в этой сложной области обеспечивают по крайней мере полуколичественное описание и корреляцию многих важных характеристик режима нефтяного пласта.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Стр.

Глава 1. **Введение**

1.1. Предмет книги 5
1.2. Нефтяные подземные резервуары 6
1.3. Характеристика нефтеносных пород 8
1.4. Границы нефтяных подземных резервуаров 12
1.5. Классификация нефтяных резервуаров по структурному признаку 16
1.6. Технология добычи нефти из подземного резервуара . . 18

Глава 2. **Физические свойства и поведение нефтяных пластовых жидкостей**

2.1. Однокомпонентные системы 20
2.2. Коэффициенты сжимаемости чистых углеводородных газов 24
2.3. Физическая природа коэффициентов сжимаемости. Уравнение Ван-дер-Ваальса 27
2.4. Двухкомпонентные системы 31
2.5. Поведение бинарных систем в критической области; ретроградные явления 32
2.6. Влияние состава на фазовые изменения бинарных систем . 38
2.7. Многокомпонентные системы. Общие характеристики . . 46
2.8. Объемное изменение газонефтяных систем 52
2.9. Фазовые изменения сложных углеводородных систем. Константы равновесия 62
2.10. Применение констант равновесия 72
2.11. Вязкость нефтей и газов 76
2.12. Поверхностные натяжения жидкостей в нефтеносных пластах 82
2.13. Воды нефтяных месторождений 87
2.14. Заключение 87

Глава 3. **Свойства нефтеносных пород и их связь с нефтеотдачей. Анализ кернов**

3.1. Содержание жидкости в глубинных породах 95
3.2. Соленость 98
3.3. Проницаемость «глинистых» песков 98
3.4. Интерпретация данных по водо- и нефтенасыщенности . 101
3.5. Насыщенность породы связанной водой 109

Глава 4. **Динамические основы теории течения неоднородных жидкостей**

4.1. Обобщенное понятие проницаемости 117
4.2. Зависимость «проницаемость — насыщение» для двухфазных систем; смеси газ — жидкость 120
4.3. Зависимость «проницаемость — насыщение» для двухфазных систем; несмешивающиеся жидкости 126

4.4. Зависимость «проницаемость — насыщение» для трехфазных систем 128
4.5. Физическое объяснение кривых «проницаемость — насыщение» 130
4.6. Значение кривых «проницаемость — насыщение». Равновесное насыщение 139
4.7. Уравнение движения 144
4.8. Капиллярные явления; давления капиллярные, вытеснения и сдвига 146
4.9. Распределение жидкостей и газа в недрах 152
4.10. Динамический эффект капиллярных явлений 160
4.11. Заключение 164

Глава 5. **Системы с установившимся течением неодонородных жидкостей. Коэффициент продуктивности**

5.1. Линейные системы 173
5.2. Радиальное течение; неподвижная водная фаза 175
5.3. Радиальное течение двухфазной жидкости. Отсутствие течения свободного газа 181
5.4. Радиальное трехфазное течение 183
5.5. Коэффициент продуктивности. Теория 186
5.6. Промысловые измерения коэффициентов продуктивности . 189
5.7. Приложение измерений коэффициента продуктивности . . 195
5.8. Заключение 197

Глава 6. **Общая механика пласта**

6.1. Виды пластовой энергии и механизм нефтеотдачи . . . 201
6.2 Общие характеристики режима нефтеносных пластов . . . 206
6.3. Энергия воды 209
6.4. Энергия газа 212
6.5. Основы материального баланса. Основное уравнение . . 214
6.6 Применение уравнения материального баланса. Отсутствие притока воды 221
6.7. Применение уравнения материального баланса. Частичное вытеснение нефти водой 225
6.8. Заключение 231

Глава 7. **Нефтяные пласты с газовыми режимами**

7.1. Введение 237
7.2. Основные уравнения процессов в пластах при режиме «растворенного газа» 239
7.3. Теоретические процессы нефтеотдачи подземных резервуаров при режиме растворенного газа 244
7.4. Влияние свойств пластовых жидкостей и пород на процесс нефтеотдачи в подземных резервуарах при режиме растворенного газа 248
7.5. Нефтяные подземные резервуары с газовой шапкой, но без гравитационного дренирования 260
7.6. Падение коэффициента продуктивности и текущего дебита в месторождениях при режиме растворенного газа . . . 263
7.7. Закачка газа в пласты с газовой энергией; поддержание давления 269
7.8. Влияние начальных условий на эффективность закачки газа 275
7.9. Метод материального баланса для вычисления процессов нефтеотдачи в подземном резервуаре с газовым режимом 282
7.10. Промысловые данные о падении добычи нефти в пластах с газовым режимом 284

Стр.

7.11. Промысловые наблюдения за режимом пласта с газовой энергией 287
7.12. Промысловый опыт закачки газа 292
7.13. Общие замечания по закачке газа 297
7.14. Гравитационное дренирование; общие соображения . . 301
7.15. Процесс нефтеотдачи при гравитационном дренировании и расширении газовой шапки 306
7.16. Промысловые наблюдения за режимом подземных резервуаров при гравитационном дренировании 312
7.17. Подземные резервуары с частичным вытеснением нефти водой 317
7.18. Заключение 329

Глава 8. **Подземные резервуары с водонапорным режимом**

8.1. Введение 343
8.2. Упрощенная трактовка установившейся фазы продвижения воды в пластах с водонапорным режимом 345
8.3. Представления об упругости жидкости в системе области питания 351
8.4. Изменение давления в водонапорных системах, питаемых водоносными резервуарами бесконечной протяженности . . 356
8.5. Водоносные резервуары бесконечной протяженности с радиальной симметрией и заданными давлениями на круговом контуре вода — нефть 364
8.6. Водоносные резервуары конечной протяженности с радиальной симметрией и круговыми водонефтяными границами . 371
8.7. Нерадиальные водонапорные системы 379
8.8. Электроанализатор 382
8.9. Месторождение Восточный Техас 387
8.10. Карбонатные месторождения Смаковер 391
8.11. Поддержание давления при помощи закачки воды. Месторождение Мидвей 396
8.12. Дополнительные примеры водонапорного режима . . . 398
8.13. Подземные резервуары с напором подошвенной воды. Физическое представление 400
8.14. Подземные резервуары с напором подошвенной воды. Аналитические выражения. Производительность скважин . . 404
8.15. Подземные резервуары с напором подошвенной воды; эффективность вытеснения нефти; водонефтяные факторы 408
8.16. Роль проницаемости анизотропной среды и размещения скважин в коллекторах с напором подошвенной воды . 416
8.17. Некоторые практические стороны водонапорного режима 420
8.18. Заключение 427

Глава 9. **Вторичные методы добычи нефти**

9.1. Введение 439
9.2. Ограничения исследования систем вторичной эксплуатации аналитическим методом и моделированием 444
9.3. Неустановившийся период в нагнетательных водяных скважинах 445
9.4. Интерференция водяных нагнетательных скважин . . 449
9.5. Промысловый опыт заводнения нефтяных пластов . . . 457
9.6. Практическая сторона и условия применения заводнения . 462
9.7. Вторичные методы добычи нефти с закачкой газа в пласт. Теоретические соображения 468
9.8. Промысловый опыт по закачке газа в пласты 474
9.9. Практическая сторона закачки газа в пласт 477

Стр.

Глава 10. Конденсатные залежи

10.1. Введение 485
10.2. Характеристика углеводородных жидкостей в конденсатных пластах 485
10.3. Процесс истощения в конденсатных пластах . . . 489
10.4. Циркуляция газа в пласте. Общие соображения . . . 497
10.5. Аналитическое определение эффективности вытеснения при циркуляции газа 498
10.6. Теория потенциометрических моделей 507
10.7. Влияние неоднородной проницаемости в системах циркуляции газа 511
10.8. Промысловые наблюдения за конденсатными пластами . 522
10.9. Практическая сторона разработки конденсатного пласта . 527
10.10. Заключение 538

Глава 11. Размещение скважин, коэффициенты нефтеотдачи и извлекаемые запасы

11.1. Введение 548
11.2. Расстановка скважин 548
11.3. Физические соображения по размещению скважин. Водонапорные системы 553
11.4. Расстановка скважин на месторождениях, использующих энергию газа. Физически возможная суммарная добыча нефти 556
11.5. Промышленно возможная суммарная добыча нефти и размещение скважин на месторождениях с энергией газа . 558
11.6. Промысловые наблюдения над зависимостью между расстановкой скважин и нефтеотдачей 564
11.7. Интерференция скважин 568
11.8. Коэффициент нефтеотдачи. Извлекаемые запасы . . . 577
11.9. Коэффициенты нефтеотдачи в пластах с энергией газа . 578
11.10. Коэффициенты нефтеотдачи в водонапорных пластах . . 582
11.11. Коэффициенты нефтеотдачи при гравитационном дренировании 586
11.12. Извлекаемые запасы нефти 588
11.13. Основные задачи физики нефтяного пласта 592
11.14. Заключение 595