

И.Г.ПЕРМЯКОВ
Н.Ш.ХАЙРЕДИНОВ
Е.Н.ШЕВКУНОВ

НЕФТЕГАЗО- ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Б. А. СИЧЕНКО
С. Г. ТОЛДАНОВ



**И.Г.ПЕРМЯКОВ
Н.Ш.ХАЙРЕДИНОВ
Е.Н.ШЕВКУНОВ**

НЕФТЕГАЗО- ПРОМЫСЛОВАЯ ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Допущено Министерством высшего и среднего специального образования СССР в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся по специальности «Экономика и организация нефтяной и газовой промышленности»



МОСКВА "НЕДРА" 1986

УДК 550.8:553.98(075.8)

Пермяков И. Г., Хайдинов Н. Ш., Шевкунов Е. Н. Нефтегазопромысловая геология и геофизика: Учеб. пособие для вузов.— М.: Недра, 1986.— 269 с.

Изложены методы геологопромыслового изучения строения нефтяных и газовых месторождений. Большое внимание уделено геофизическим методам исследования скважин. Описаны геологические основы разработки нефтяных месторождений и системы разработки характерных типов залежей. Рассмотрены методы планирования добычи нефти, экспресс-методы расчета технологических показателей разработки при перспективном планировании.

Для студентов вузов, обучающихся по специальности «Экономика и организация нефтяной и газовой промышленности».

Табл. 9, ил. 72, список лит.—19 назв.

Р е ц е н з е н т ы:

Кафедра промысловой геологии нефти и газа Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И. М. Губкина, А. А. Мухер (Миннефтепром)

П 1904050000—011
043(01)—86 161—86

© Издательство «Недра», 1986

ПРЕДИСЛОВИЕ

Нефтяная и газовая промышленность — важнейшие отрасли народного хозяйства СССР. Нефть и газ играют и будут играть в ближайшие годы главную роль в энергетическом балансе страны. При возрастающих затруднениях в обеспечении различными видами энергии в мире (особенно нефтью), все острее встает вопрос об увеличении их ресурсов. Поиск и разведка новых месторождений становятся с каждым годом сложнее и дороже (в первую очередь за счет увеличения глубин бурения и выхода на шельф). Поэтому важными задачами нефтегазодобывающих предприятий являются достижение высокой эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений, увеличение извлекаемых запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях. Все это вызывает необходимость широкого применения методов геологического и промыслового-геофизического изучения месторождений нефти, газа и газоконденсата.

Изучение геологического строения нефтяных и газовых месторождений, подсчет запасов нефти и газа в них, исследование процессов, происходящих в недрах при разработке месторождений, а также осуществление контроля за их разработкой — все эти вопросы составляют раздел горно-геологической науки, называемый нефтегазопромысловой геологией.

Для решения таких промысловых задач, как определение пористости, проницаемости, глинистости нефте- и газонасыщенности пород-коллекторов, оценка текущего коэффициента извлечения нефти и газа и др., в нефтепромысловой геологии широко применяются различные методы промысловой геофизики.

Для правильной разработки нефтяных и газовых месторождений требуется знать объем промышленных запасов и гидродинамические условия, в которых находится нефтяная залежь. При проектировании разработки залежей нефти и газа комплексно рассматриваются геологические, гидродинамические и экономические условия разработки и различные варианты ее, с тем чтобы выбрать наиболее оптимальный. Очень важно знать перспективу добычи нефти и газа, чтобы рассчитать эффективность капиталовложения в обустройство промыслов и промышленное строительство. Для той цели используются методы расчета добычи нефти и газа, в основу которых положены законы натурного моделирования. Пользуясь экспресс-методами, можно с достаточной точностью подсчитать показатели планирования добычи нефти и газа как по разрабатываемым, так и по новым вводимым в эксплуатацию залежам нефти.

Таким образом, для современного этапа развития промыслового-геологических исследований характерна широкая комплексность, предполагающая применение данных геологии, промысловой геофизики, бурения, эксплуатации, экономики и т. п.

Все эти вопросы изложены в данном учебном пособии в объеме, необходимом для инженеров-экономистов нефтяной и газовой промышленности.

Авторы признательны коллективу кафедры геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений Уфимского нефтяного института за помощь в процессе работы над учебным пособием.

Предисловие и часть вторую раздела I написал Н. Ш. Хайрединов, часть первую — Е. Н. Шевкунов; раздел II — части первую и вторую — Н. Ш. Хайрединов; часть вторую, главу 2, § 6 — Е. Н. Шевкунов; часть третью — И. Г. Пермяков.

Раздел I.

Изучение нефтяных и газовых залежей

Скважина — горная выработка круглого сечения малого диаметра при относительно большой длине, позволяющая непосредственно судить о характере и условиях залегания слагающих недра пород и свойствах насыщающих их нефти, газа и воды. Ценность ее определяется полнотой и качеством геолого-промышленной информации, полученной в процессе бурения, испытания и эксплуатации.

В результате изучения разрезов скважин должно быть дано заключение о наличии нефтяных и газовых залежей, глубине их залегания и этаже нефтеносности, о коллекторских и физических свойствах пород, физических и химических свойствах нефти, газа и воды, о контактах нефти, газа и воды.

Этапы изучения разрезов скважин следующие:

- 1) выбор мест (точек) для бурения скважин;
- 2) составление геолого-технического наряда;
- 3) контроль за процессами бурения, наблюдение за осложнениями, нефтегазопроявлениями;
- 4) отбор в процессе бурения и испытания скважин керна, проб воды, газа, нефти;
- 5) испытание скважин;
- 6) комплексное изучение материалов, полученных в процессе бурения и испытания скважин совместно с результатами геофизических методов.

Бурение скважин осуществляется в соответствии с планом поисково-разведочных работ (поисковые и разведочные) и технологических схем разработки (эксплуатационные). Основным документом, которым буровая бригада руководствуется в работе, является геолого-технический наряд, в котором указывают: категорию скважины (поисковая, разведочная, эксплуатационная), задачи бурения, проектный геологический разрез, проектную глубину скважины, проектную конструкцию скважины. Геолого-технический наряд имеет две части.

В геологической части рядом с проектным разрезом пород (колонкой) указывают возраст и литологический состав пород с разбивкой по буримости. Приводят данные о предполагаемых зонах поглощения, осыпания пород, нефтегазовоносности разреза; перечень всех промышленных и геофизических исследований, выполняемых в процессе бурения данной скважины.

В технической части наряда в соответствии с геологическими данными указывают: тип и размер долот, требования, которым должен отвечать буровой раствор, технологический режим бурения, метод испытания, способ вскрытия газонефтяных объектов и методику их опробования. На месторождениях, где предполагаются зоны поглощения, обваливания и пласти с аномально высокими пластовыми

давлениями, перечисляют мероприятия по предупреждению осложнений при проходке данных зон.

Систематическое наблюдение за процессами при бурении скважин позволяет получить ряд важных сведений. Изменение баланса объемов глинистого раствора дает возможность определять проницаемость пород в разрезе и характер их насыщения. Поглощение промывочной жидкости пропицаемыми пластами уменьшает гидростатическое давление на нефтегазонасыщенные пласти, при этом они начинают отдавать насыщающие их флюиды, которые, проходя в циркулирующий глинистый раствор, выносятся на поверхность. Нефть обнаруживается в виде пленок в приемнике, газ — в разгазированном глинистом растворе, а вода — по уменьшению плотности или увеличению солености промывочной жидкости. Интенсивное поглощение или выделение газа может привести к резкому снижению давления на пласт и как следствие — к выбросу из скважины промывочной жидкости и переходу к открытому фонтанированию нефтью или газом, в связи с чем при нефтепроявлениях отбирают пробы промывочной жидкости с нефтью и газом и фиксируют их в буровых журналах.

В процессе бурения разрез изучают также по обломкам пород (шламу), выносимым промывочной жидкостью. По ним можно судить о литологическом составе буримых пород. Изучение шлама при помощи люминесцентно-битуминологического анализа позволяет выявить в разрезе нефтегазоносные пласти. При изучении разреза скважины с помощью шлама можно установить лишь общий литологический состав проходимых пород и отметить их смену. Трудно определить глубину залегания отобранных обломков, поскольку время, затраченное на подъем с забоя на поверхность, зависит не только от глубины скважины, но и размеров, конфигурации и плотности обломков, а также от скорости движения и плотности промывочной жидкости.

В настоящее время для определения характера насыщения пласта и косвенно его коллекторских свойств в бурящихся скважинах применяют испытатели пластов. Наиболее надежные результаты они дают сразу после вскрытия пласта, т. е. когда пласт еще не заполнен промывочной жидкостью.

Наибольшую информацию о характере пород при проходке скважин получают при сплошном отборе образцов пород (керна) поисковыми долотами и боковыми грунтоносами (стреляющим и сверлящим). Однако при современном развитии техники бурения сплошной отбор керна считается экономически нецелесообразным и применяется только в опорных скважинах. Кроме того, существующие конструкции долот и различный состав породы не позволяют обеспечить 100 % выноса керна в интервалах его отбора. Фактический вынос керна составляет 40—90 %. В рыхлых терригенных, кавернозных и трещиноватых известняках он снижается до 5—10 %, в плотных породах составляет 60—80 %.

При незначительном выносе керна применяют боковые грунтоносы, которыми можно отбирать образцы пород в любом пробуренном интервале разреза и более детально изучать интервалы, благоприятные на нефть и газ. Но из-за небольших размеров (длина 70—80 мм,

диаметр 20—40 мм) грунтоносы не могут полностью заменить отбор керна и дать достаточно полную информацию о породах, составляющих пласт.

Объем интервалов отбора керна зависит от поставленных геологических задач: в опорных скважинах 50—100 %, разведочных 20—30 %, параметрических и поисковых 12—15 %. В разведочных скважинах интервалы бурения с отбором керна составляют до 10 % от глубины скважин.

В добывающих скважинах керн отбирают только из нефтяных или газовых пластов для детального изучения их коллекторских свойств, обычно в 10 % добывающих скважин, равномерно расположенных по площади. Отбор керна в скважине зависит от мощности нефтегазопосного интервала.

Отобранный керн детально и послойно описывают. При этом дают первичную литологическую характеристику пород, указывают границы пластов, их насыщенность. Затем проводится комплекс лабораторных исследований. При изучении керна можно получить следующие сведения: литологическую характеристику; стратиграфическую приуроченность; структурные особенности пород и возможные условия их залегания; наличие признаков нефти, газа, битумов; коллекторские свойства пород.

Для изучения особенности строения продуктивной толщи, определения запасов нефти и газа, проектирования разработки месторождений необходимо знать: физические и коллекторские свойства пород; физико-химические свойства нефти, газа, воды; пластовые температуру и давление; характер проявления движущих сил. С этой целью проводится комплексное лабораторное исследование керна и забойных проб пластовых флюидов, полученных в процессе бурения и испытания скважин.

В нефтяной промышленности наряду с геологическим изучением разрезов скважин широко применяют геофизические методы исследования скважин, основанные на измерении различных физических свойств горных пород.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

Геофизические методы применяют для изучения геологических разрезов скважин по физическим свойствам горных пород. С их помощью устанавливают глубину залегания, границы и литологию пластов; выделяют коллекторы и определяют характер насыщающего флюида (нефть, газ, вода); находят параметры коллекторов — коэффициенты пористости, глинистости, нефте-, газо-, водонасыщенности, проницаемости.

В зависимости от изучаемого физического свойства пород геофизические методы подразделяются на электрические, радиоактивные, механические, термические, геохимические. В общем случае при измерениях геофизическими методами в скважину на кабеле спускают прибор, в котором размещаются источник (например, токовое заземление; источник радиоактивного излучения; источник упругих колебаний и др.), создающий в среде, окружающей прибор, соответствующее физическое поле, и индикатор (датчик), находящийся на некотором расстоянии от источника, или только индикатор (без источника), если изучается естественное физическое поле в скважине. С помощью индикатора измеряется параметр физического поля (электрический потенциал, интенсивность гамма-излучения, амплитуда упругих колебаний и т. п.), который далее непосредственно или после преобразования в пропорциональную ему величину электрического сигнала регистрируется на поверхности. Изменение параметра записывается в виде диаграммы. Геологическую характеристику разреза скважины получают в процессе интерпретации диаграмм.

Среда, исследуемая геофизическими методами, является неоднородной, так как включает участок ствола скважины и прискважинную часть пласта и вмещающих пород, физические свойства которых различаются между собой. Поэтому измеренные значения физических параметров против пластов (так называемые кажущиеся значения) отличаются от истинных. Определение истинных физических характеристик пластов по их кажущимся значениям — задача первого, геофизического, этапа интерпретации диаграмм. На этом этапе используют связи между кажущимися и истинными физическими характеристиками пластов, изучаемые в теории поля методов аналитически, либо физическим моделированием неоднородных сред.

На втором, геологическом (объектном), этапе интерпретации по истинным значениям физических параметров определяют литологический состав и коллекторские свойства пластов, используя для этого петрофизические связи, изучаемые на керновом материале в физике горных пород. Для повышения достоверности заключений о геологической характеристике пластов в каждой скважине применяют не один,

а комплекс различных геофизических методов. Если при этом геологическая характеристика пластов остается неопределенной, что бывает, например, для коллекторов переходного литологического состава или сложного строения, дополнительно отбирают образцы город со стенки скважины и онробуют иласти в необсаженной скважине.

Геофизические методы широко применяют также для изучения технического состояния скважин в процессе их бурения и эксплуатации и для контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. Задачами промысловых геофизических методов являются также повторное вскрытие продуктивных пластов посредством перфорации обсадных колонн; проведение в скважинах взрывных работ (торпедирование скважин) и др.

Глава I

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Удельное электрическое сопротивление горных пород

Способность горных пород пропускать электрический ток характеризуется величиной удельного электрического сопротивления ρ , которое измеряется в ом·метрах ($\Omega \cdot m$) и относится к 1 м^3 породы.

Горная порода представляет собой твердый минеральный скелет, пустотное пространство которого заполнено водой, нефтью или газом. Электропроводность такой среды определяется суммой электропроводностей ее компонентов.

Главнейшие породообразующие минералы осадочных горных пород (кварц, полевые шпаты, кальцит и др.), а также нефть и газ имеют очень высокое (более $10^{10} \text{ Ом} \cdot \text{м}$) удельное электрическое сопротивление, характерное для изоляторов. Отсюда следует, что твердый скелет породы и углеводородные компоненты в ее порах не участвуют в проводимости породой электрического тока. Исключение составляют антрацит, графит, графитовые сланцы, а также относительно редкие для осадочных толщ породы, содержащие в больших количествах (десятка процентов) окислы некоторых металлов и сульфиды. Таким образом, способность горных пород пропускать электрический ток определяется электропроводностью насыщающих их вод.

Пластовые воды представляют собой растворы солей, концентрация которых с глубиной обычно увеличивается. Так, в пресных поверхностных и грунтовых водах она составляет доли грамма на 1 л, тогда как в водах нефтяных месторождений достигает сотен граммов на 1 л. Температура в недрах также растет с глубиной. Удельное электрическое сопротивление растворов зависит от концентрации и температуры и может изменяться в соответствии со сказанным выше от десятков ом·метров до сотых долей ом·метра.

Удельное сопротивление пород, пустотное пространство которых целиком заполнено водой, зависит от удельного сопротивления насыщающей воды, пористости и структуры пустотного пространства породы,

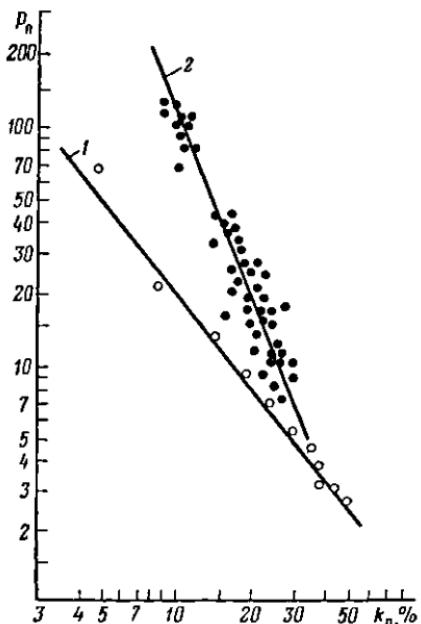


Рис. 1. Зависимость параметра P_n от коэффициента пористости k_n песчано-глинистых пород:

1 — пески (по материалам Л. А. Горбенко и Л. П. Долиной); 2 — песчаники девона Западной Башкирии (по А. В. Золотову)

проходит выше и круче аналогичной кривой для песков. Это обусловлено более сложной структурой порового пространства у песчаников.

Структура порового пространства зависит от формы, степени отсортированности и цементации зерен, слагающих породу. Чем больше форма зерен отличается от изометрической, чем выше степень неоднородности состава и цементация породы, тем больше извилистость токопроводящих поровых каналов и неравномерность их сечения. При постоянном значении пористости усложнение токопроводящей сети породы приводит к росту ее удельного электрического сопротивления. Докажем это следующим расчетом. Полное сопротивление $R_{\text{вп}}$ водонасыщенного цилиндра породы длиной l и сечением S ,

$$R_{\text{вп}} = \rho_{\text{вп}} (l/S) = \rho_{\text{в}} (l_k/S_k),$$

где l_k , S_k — соответственно средние статистические длина и суммарное сечение поровых каналов по длине цилиндра. Принимая извилистость токопроводящих путей T , равной извилистости водонасыщенных поровых каналов $T_k = l_k/l$, получим

$$P_n = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{l_k/l}{S_k/S} = \frac{T_k^2}{k_n},$$

определенных объем и распределение в породе проводящей водной фазы. Для исключения влияния сопротивления воды при изучении зависимости удельного сопротивления породы от ее пористости используют отношение удельного сопротивления $\rho_{\text{вп}}$ полностью водонасыщенной породы к сопротивлению $\rho_{\text{в}}$ насыщающей ее воды. Это отношение называется относительным сопротивлением породы:

$$P_n = \rho_{\text{вп}}/\rho_{\text{в}}.$$

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования показывают, что параметр P_n пород одного и того же литологического типа достаточно тесно связан с коэффициентом пористости k_n . В качестве примера на рис. 1 составлены графики зависимости $P_n = f(k_n)$ для песков и сцементированных песчаников. Можно видеть, что разброс отдельных измерений в каждой группе исследованных образцов пород одного типа невелик. Видно также, что кривая, усредняющая результаты измерений для сцементированных песчаников,

так как

$$k_n = \frac{I_n S_n}{(LS)} = T_n (S_n / S).$$

В породах с более сложной структурой порового пространства чаще можно встретить случаи аномальных отклонений в строении токопроводящей сети у отдельных образцов. Этим объясняется увеличение статистического разброса экспериментальных точек на графике зависимости $P_n = f(k_n)$ для сцементированных песчаников (см. рис. 1). Аналогичным образом можно объяснить нередко значительный разброс точек на графиках $P_n = f(k_n)$ для карбонатных пород с массивным скелетом, в которых наряду с первичными порами встречаются пустоты вторичного происхождения (трещины, пустоты растворения).

Кривые, усредняющие графики зависимости параметра P_n от k_n , описываются уравнением вида

$$P_n = a_n k_n^m. \quad (I. 1)$$

где a_n — постоянный коэффициент, значение которого для пород различных типов изменяется от 0,4 до 1,6; m — структурный показатель, изменяющийся от 1,3 для рыхлых пород до 2,3 для сильноцементированных пород.

Указанные кривые позволяют по известным для породы значениям удельных сопротивлений $\rho_{\text{вп}}$ и ρ_b при известном типе породы определить ее коэффициент пористости, рассчитав параметр P_n .

Для глинистых пород P_n зависит также от сопротивления насыщающей воды, уменьшаясь с увеличением ρ_b и тем значительнее, чем больше удельное сопротивление пластовой воды и глинистость породы $C_{\text{гл}}$. Это объясняется влиянием поверхностной проводимости, возникающей на контакте твердой фазы с электролитом и включением параллельно с проводимостью электролита в поровых каналах. Очевидно, влияние поверхностной проводимости будет расти с ростом удельной поверхности (глинистости породы) и с уменьшением электропроводности раствора в порах.

Указанием влияния оценивают коэффициентом поверхностной проводимости

$$\Pi = P_{n\phi} / P_n,$$

где $P_{n\phi}$ — относительное сопротивление породы при данной минерализации пластовой воды; P_n — предельное значение относительного сопротивления, получаемое при насыщении породы сильноминерализованной водой, когда влияние поверхностной проводимости незначительно.

Рассмотренные выше зависимости $P_n = f(k_n)$ устанавливают для условий, когда $\Pi \approx 1$. Чтобы использовать эти зависимости для оценки k_n глинистых пород по их относительному сопротивлению

$$P_n = \rho_{\text{вп}} / \Pi \rho_b, \quad (I. 2)$$

необходимо дополнительно знать глинистость породы $C_{\text{гл}}$, на основании которой можно определить поправочный коэффициент Π по зависимости $\Pi = f(C_{\text{гл}}, \rho_b)$.

В породах, содержащих нефть и газ, пластовая вода (связанная и свободная) заполняет лишь часть объема пор. Эта часть, выраженная в долях единицы объема порового пространства, характеризуется коэффициентом водонасыщенности k_v породы. Аналогично часть объема пор, занятая нефтью и газом, выраженная также в долях единицы объема порового пространства, характеризуется коэффициентом нефтегазонасыщенности k_{ng} . Полагая, что в нефтегазонасыщенной породе все поры полностью заполнены водой, нефтью и газом, получим $k_v = 1 - k_{ng}$.

Ввиду того что нефть и газ не проводят электрического тока, удельное электрическое сопротивление частично водонасыщенной породы ρ_{np} больше удельного сопротивления той же породы, полностью насыщенной водой ρ_{wp} . Различие между ρ_{np} и ρ_{wp} растет по мере уменьшения k_v .

Для исключения влияния минерализации пластовой воды, пористости и структуры порового пространства при изучении зависимости удельного электрического сопротивления от водонасыщенности породы используют коэффициент увеличения сопротивления породы

$$P_n = \rho_{np}/\rho_{wp}.$$

Этот параметр показывает, во сколько раз удельное электрическое сопротивление породы при данной водонасыщенности больше удельного сопротивления той же породы при 100 %-ной насыщенности водой с тем же ρ_w .

Исследования показывают, что для большинства коллекторов нефти и газа зависимость $P_n = f(k_v)$ с достаточно хорошим приближением описывается уравнением

$$P_n = 1/k_v^n = 1/(1 - k_{ng})^n. \quad (I. 3)$$

Показатель насыщения n в уравнении зависит от характера распределения воды и нефти (газа) в порах и структурно-коллекторских особенностей пород.

Распределение воды и нефти в порах коллектора определяется смачиваемостью частиц породы жидкостью. Если порода гидрофильна, связанная вода присутствует в виде пленки, обволакивающей зерна породы, образуя непрерывную сеть токопроводящих каналов. В этом случае показатель n близок к 2 (кривая 1 на рис. 2).

В гидрофобных коллекторах, наоборот, пластовая вода находится в виде капель, окруженнных нефтяными пленками, связанными с зернами породы. В результате значительная часть пластовой воды изолирована и не участвует в проводимости породой тока. Для гидрофобных пород кривая $P_n = f(k_v)$ проходит выше и она круче, чем для гидрофильных пород, $n > 2$ (кривая 2 на рис. 2).

Данные исследований коллекторов разного типа по различным нефтяным месторождениям показывают, что в природных условиях чисто гидрофобные коллекторы встречаются как исключение. Нефтенасыщенные породы иногда частично гидрофобизированы и обладают избирательной смачиваемостью, когда одна часть зерен смачивается нефтью, другая — водой. В частности, на некоторых нефтяных место-

рождениях Волго-Уральской провинции встречаются частично гидрофобизированные песчаники, низкопоровые, малоглинистые, кварцевые, насыщенные высоковязкой нефтью с большим содержанием смол и асфальтенов.

Зависимость параметра $P_n = f(k_p)$ можно использовать для определения нефтегазонасыщенности продуктивных пластов в условиях естественного залегания. Для решения этой задачи необходимо располагать конкретной зависимостью $P_n = f(k_p)$ и данными, по которым можно рассчитать параметр P_n исследуемых пластов.

Выше было показано, что удельное сопротивление горных пород зависит от извилистости поровых каналов. От нее зависит также коэффициент физической проницаемости k_{np} пород, который снижается с ростом извилистости поровых каналов. Это обуславливает возможность существования достаточно тесных связей между удельным электрическим сопротивлением и коэффициентом проницаемости пород, которые могут быть использованы для оценки k_{np} по электрической характеристике пород. Такие связи установлены, например, для водонасыщенных песчаников (обратная связь между P_n и k_{np}) и для неftenасыщенных гидрофильных песчаников, содержащих только связанную воду (прямая связь между P_n и k_{np} как следствие существования обратных связей P_n и k_{np} от удельной поверхности коллектора).

Таким образом, по удельному электрическому сопротивлению можно оценить основные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов нефти и газа. Поэтому методы, с помощью которых изучают удельное электрическое сопротивление горных пород, являются важнейшими в комплексе геофизических методов изучения геологических разрезов нефтяных и газовых скважин. На практике применяют каротаж сопротивления, боковой каротаж, индукционный каротаж, микрокаротаж, боковой микрокаротаж.

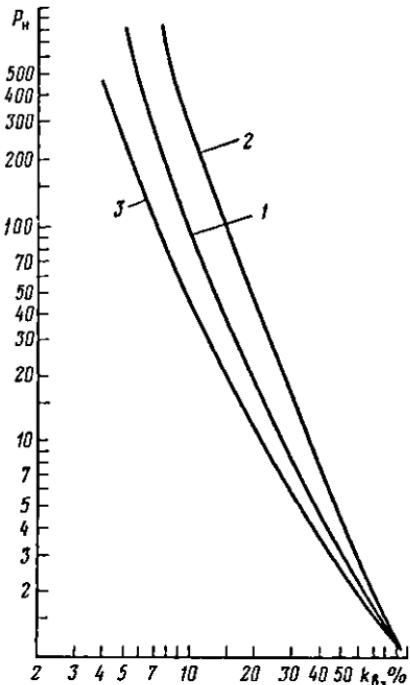


Рис. 2. Зависимость коэффициента увеличения сопротивления P_n от коэффициента водонасыщенности k_p (по В. Н. Дахнову):

1, 2 — песчано-глинистые соответственно гидрофильные и гидрофобные породы; 3 — карбонатные породы

§ 2. Принцип измерения удельного электрического сопротивления в скважинах каротажем сопротивления. Типы применяемых зондов

При измерении удельного электрического сопротивления горных пород в скважину на кабеле опускают измерительную установку — зонд, состоящий из трех электродов (рис. 3). Четвертый электрод устанавливают на поверхности вблизи от устья скважины.

Через электроды A и B в землю пропускают электрический ток I . Этот ток создает между электродами M и N разность потенциалов ΔU , регистрируемую на поверхности. По измеренным значениям ΔU и I можно рассчитать удельное сопротивление ρ среды, окружающей зонд.

Для наиболее простого случая электрически однородной среды, когда промывочная жидкость в скважине и окружающие породы имеют одинаковое удельное сопротивление,

$$\rho = K(\Delta U/I), \quad (I.4)$$

где коэффициент зонда $K = 4\pi[(AM \cdot AN)/MN]$; AM , AN , MN — расстояния между соответствующими электродами зонда, м.

Разность потенциалов регистрируется непрерывно при перемещении зонда по стволу скважины. Так как сила тока I в процессе измерений поддерживается постоянной, то, согласно (I.4), диаграмма разностей потенциалов ΔU в масштабе K/I является диаграммой удельного сопротивления пород по разрезу скважины.

Зонд обладает свойством взаимозаменяемости электродов, в соответствии с которым можно, сохранив расстояние между электродами, изменить их назначение, т. е. измерительные электроды M и N сделать токовыми, а токовые A и B — измерительными. При этом разность потенциалов не изменится, если сила тока питания останется прежней.

Зонд с одним токовым электродом называется однополюсным, с двумя — двухполюсным. Измерения в скважинах проводят с однополюсными (см. рис. 3, а) и двухполюсными (см. рис. 3, б) зондами.

Два электрода зонда, включенные в одну и ту же цепь (измерительную при однополюсном, токовую при двухполюсном зондах), называют парными, третий электрод, включенный в одну цепь с поверхностным

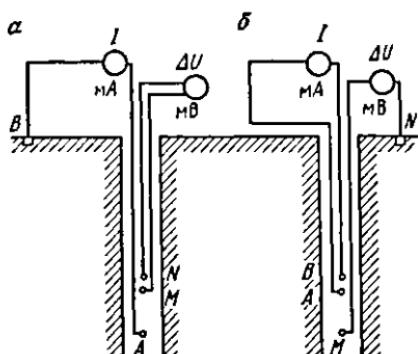


Рис. 3. Схема измерения удельного сопротивления горных пород в скважине:

а — однополюсный зонд; б — двухполюсный зонд; A, B — токовые электроды; M — измерительные электроды; mA — прибор для измерения силы тока I ; mB — прибор для измерения разности потенциалов ΔU .

электродом,— непарным. В зависимости от соотношения расстояний между электродами зонды бывают двух типов: потенциал-зонды и градиент-зонды.

Зонд, у которого расстояние между парными электродами во много раз больше расстояния между непарным и ближайшим к нему парным электродом, называется потенциал-зондом. При измерении однополюсным зондом потенциал электрода M , ближайшего к токовому электроду, многое больше потенциала удаленного электрода N ($U_M \gg U_N$), поэтому

$$\rho = K (\Delta U/I) \approx K \frac{U_M}{I}.$$

Следовательно, удельное сопротивление пропорционально потенциальному U_M , чем и объясняется наименование рассматриваемого типа зонда.

Зонд, у которого расстояние между парными электродами во много раз меньше расстояния от них до непарного электрода, называется градиент-зондом. Замеренное с этим зондом удельное сопротивление

$$\rho = 4\pi A M \cdot A N (\Delta U/MN)/I$$

пропорционально значению градиента потенциала в интервале MN . Поэтому зонд с малым расстоянием между парными электродами называется градиент-зондом.

По порядку расположения электродов зонды делятся на подошвенные и кровельные. У подошвенного зонда парные электроды находятся ниже непарного, у кровельного — парные электроды выше непарного.

Важной характеристикой зонда является его длина L , определяющая радиус исследования. Длиной потенциал-зонда называют расстояние между сближенными электродами ($L_{nz} = AM$), длиной градиент-зонда — расстояние от непарного электрода до средней точки O между парными электродами ($L_{rz} = AO$). Измеренное сопротивление относят к средней точке O между сближенными электродами, называемой точкой записи сопротивления.

Зонд обозначают последовательным буквенным наименованием его электродов в порядке их расположения сверху вниз с указанием расстояния между электродами в метрах. Например, М4А0,5В — двухполюсный подошвенный градиент-зонд длиной 4,25 м; В7,5А0,75М — двухполюсный потенциал-зонд длиной 0,75 м и т. п.

§ 3. Кажущееся удельное сопротивление.

Кривые кажущихся удельных сопротивлений для одночных пластов и сочетаний пластов

В скважинах исследуемая среда обычно электрически неоднородная. Удельное сопротивление промывочной жидкости отличается от сопротивления породы. Породы по разрезу скважины представлены пластами, удельные сопротивления и мощности которых могут быть весьма различными. Вблизи от стенки скважины удельное сопротивление проницаемых пластов изменяется в горизонтальном направлении за счет проникновения в породу фильтрата промывочной жидкости.

Электрически неоднородная среда характеризуется кажущимся удельным сопротивлением

$$\rho_x = K (\Delta U / I).$$

Ранее отмечалось, что в однородной среде формула (I. 4) дает истинную величину ее удельного сопротивления. Следовательно, кажущееся удельное сопротивление неоднородной среды равно истинному удельному сопротивлению такой эквивалентной однородной среды, в которой при измерении тем же зондом и при той же силе тока питания получается та же разность потенциалов, что и в данной неоднородной среде.

Ниже рассматриваются кривые кажущихся удельных сопротивлений (КС) для наиболее характерного случая однородного пласта ограниченной мощности. При этом принимается, что породы, вмещающие исследуемый пласт, также однородны и имеют одинаковое удельное сопротивление.

В зависимости от соотношения удельных сопротивлений пласта ρ_p и вмещающих пород ρ_m различают пласти высокого ($\rho_p > \rho_m$) и низкого ($\rho_p < \rho_m$) сопротивления. Кроме того, по соотношению мощности пласта H и длины зонда L выделяют пласти большой ($H > L$) и малой ($H < L$) мощности.

На рис. 4 приведены типичные расчетные кривые КС градиент-и потенциал-зондов для одиночного пласта высокого и низкого сопротивлений.

Потенциал-зонд дает симметричную кривую КС, градиент-зонд — асимметричную. Кривая КС кровельного зонда является зеркальным отображением кривой подошвенного зонда в плоскости, проходящей через середину пласта параллельно его границам. Поэтому кривые КС одинаковы для подошвенного и кровельного потенциал-зондов и различны для подошвенного и кровельного градиент-зондов (кривые 1 и 3 на рис. 4, а; для других случаев кривые КС кровельного градиент-зонда на рис. 4 не приводятся).

На кривых КС градиент-зондов границы пластов отбиваются в точках экстремальных значений КС. Исключение составляет случай пласта высокого сопротивления малой мощности (см. рис. 4, б). Мощность такого пласта приближенно соответствует ширине пики КС на высоте, равной $2/3$ амплитуды пики А.

На кривой КС потенциал-зона границы пластов большой мощности отбиваются в точках, отстоящих от точек резкого подъема кривых на половину длины зонда, наружу от максимума для пласта высокого сопротивления (см. рис. 4, а) и внутрь от минимума для пласта низкого сопротивления (см. рис. 4, в).

Особенности кривых КС потенциал-зона в пластах малой мощности — небольшие максимумы в случае пласта высокого сопротивления (см. рис. 4, б) или минимумы — в случае пласта низкого сопротивления (см. рис. 4, в), расположенные вне пласта симметрично относительно его середины. Эти максимумы и минимумы КС удалены от ближайших границ пласта на половину длины зонда.

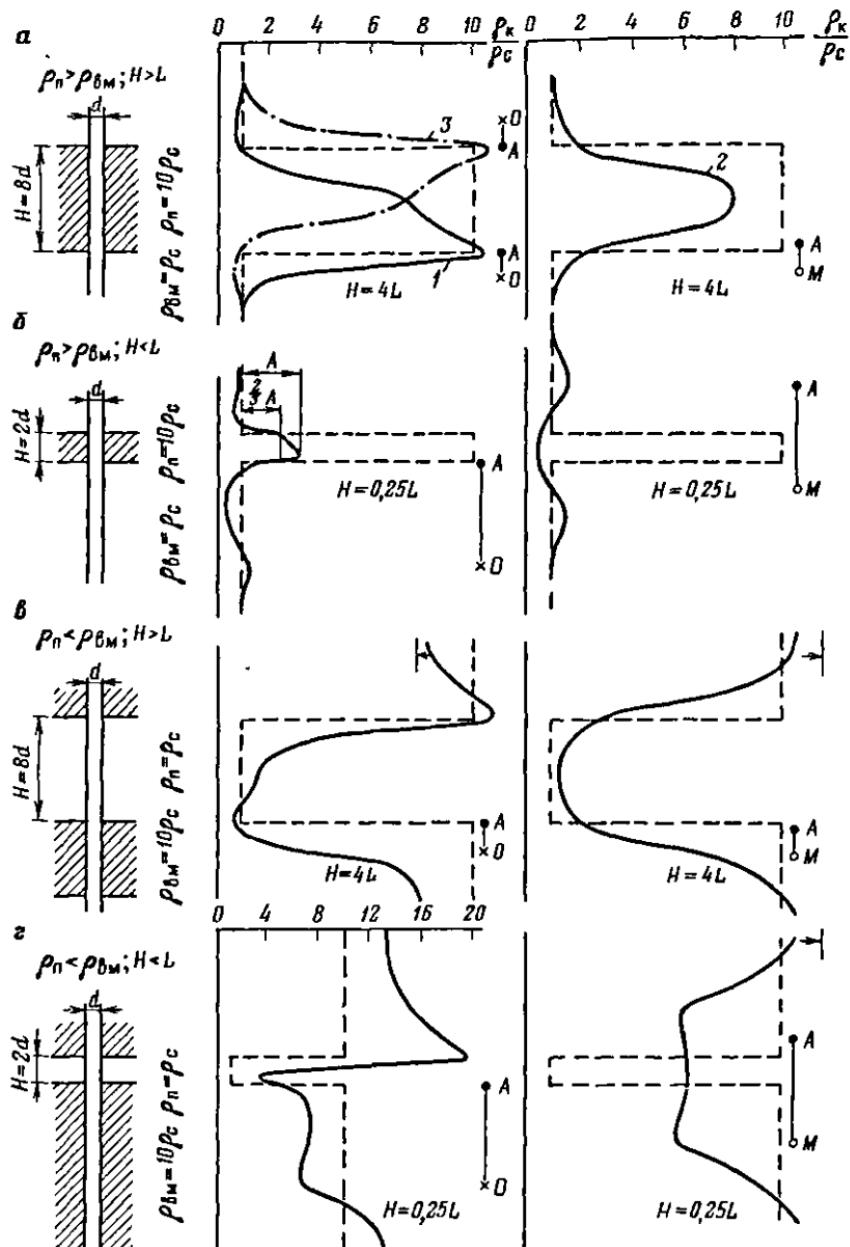


Рис. 4. Кривые кажущегося сопротивления для однородного пласта высокого (а, б) и низкого (в, г) сопротивлений:
1 — подошвенный градиент-зонд; 2 — потенциал-зонд; 3 — кровельный градиент-зонд

Как отмечалось выше, рассмотренные кривые КС соответствуют случаю, когда породы выше и ниже пласта однородны. Если породы, вмещающие пласт, неоднородны, что наблюдается при частом чередовании пластов высокого и низкого сопротивлений, форма кривых и величина r_k против исследуемого пласта могут изменяться вследствие влияния соседних пластов.

При измерениях градиент-зондом, когда соседний пласт расположен со стороны парных электродов зонда (под исследуемым пластом при измерении подошвенным градиент-зондом), он не оказывает влияния на кривую КС против исследуемого пласта. Если соседний пласт высокого сопротивления расположен со стороны непарного электрода зонда (над пластом при измерении подошвенным градиент-зондом), влияние его может быть значительным. При этом кажущиеся сопротивления против исследуемого пласта получаются завышенными, если расстояние между серединами исследуемого и соседнего пластов больше длины зонда, и заниженными, если это расстояние меньше длины зонда.

Указанное влияние физически можно объяснить изменением плотности тока в области расположения измерительных электродов в зависимости от положения слабопроводящего экрана (соседнего пласта высокого сопротивления) относительно токового электрода.

При измерении потенциал-зондом соседние пласты не оказывают влияния на кажущиеся сопротивления против пластов высокого сопротивления. В разделяющем их прослое низкого сопротивления кажущиеся сопротивления завышены, если расстояние между серединами пластов высокого сопротивления больше длины зонда, и занижены, если расстояние между пластами равно или меньше длины зонда.

Еще более изменяются кривые КС против отдельных пластов в пачке тонких пластов высокого и низкого сопротивлений.

При измерениях в скважинах отмечается самое разнообразное соотношение удельных сопротивлений и мощностей пластов. Пласти и вмещающие их породы часто неоднородны. По этим причинам фактические кривые КС, получаемые при исследовании скважин, обычно имеют более сложный вид по сравнению с рассмотренными выше расчетными кривыми для одиночного пласта.

Однако во многих случаях на фактических кривых удается выделить те же основные особенности, которые отмечаются на расчетных кривых КС. По этим особенностям на фактических кривых можно выявить интервалы, соответствующие пластам с различными сопротивлениями, и определить их границы.

На рис. 5 сопоставлены кривые КС потенциал-зонда B7,5AO,75M, подошвенного градиент-зонда M2AO,5B и кровельного градиент-зонда BO,5A2M.

По кривым КС выделяются пласты высокого сопротивления большой (*a*, *b*) и малой (*b*, *d*, *e*) мощности, а также пачка пластов (*g*). Указанные пласты разделяются прослоями низкого сопротивления.

На кривой зонда M2AO,5B не отмечается максимума КС в подошве пласта. Как видно из кривой потенциал-зонда, это объясняется снижением удельного сопротивления пласта в направлении к подошве.

Из сравнения кривых КС подошвенного и кровельного градиент-

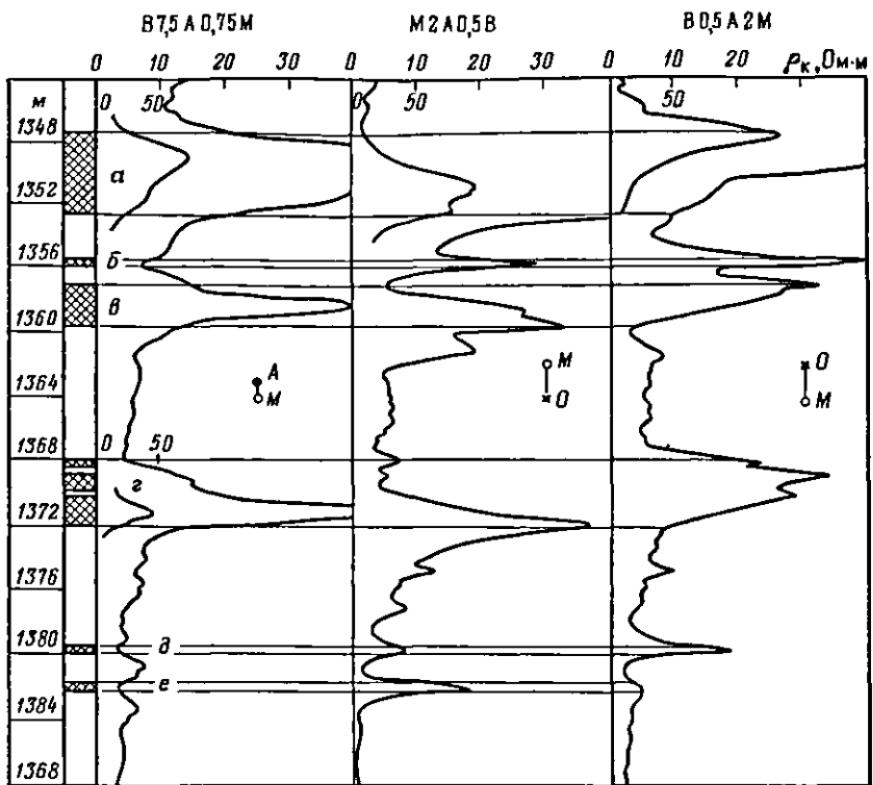


Рис. 5. Пример фактических кривых КС

зондов выявляется взаимное влияние пластов *б* и *в* и особенно пластов *д* и *е*.

§ 4. Принцип определения удельного сопротивления пластов по кажущемуся сопротивлению

Кажущееся удельное сопротивление ρ_k находится в сложной зависимости от удельного сопротивления пласта ρ_n , зоны проникновения фильтрата промывочной жидкости в пласт ρ_{zn} , вмещающих пород ρ_{vm} и промывочной жидкости ρ_c , мощности пласта H , диаметров скважины d и зоны проникновения D , а также от типа и длины L зонда. Рассмотрим влияние отдельных факторов на величину ρ_k .

Влияние скважины. На рис. 6 приведены расчетные кривые зависимости $\rho_k/\rho_c = f(L/d)$ при измерениях градиент-зондом для случая однородного (без зоны проникновения) пласта неограниченной мощности. Эти кривые называются двухслойными кривыми бокового каротажного зондирования или сокращенно двухслойными кривыми БКЗ, а их семейство на одном бланке — двухслойной палеткой БКЗ-1. Каждая кривая палетки рассчитана для постоянного значения отношения ρ_n/ρ_c , называемого модулем кривой.

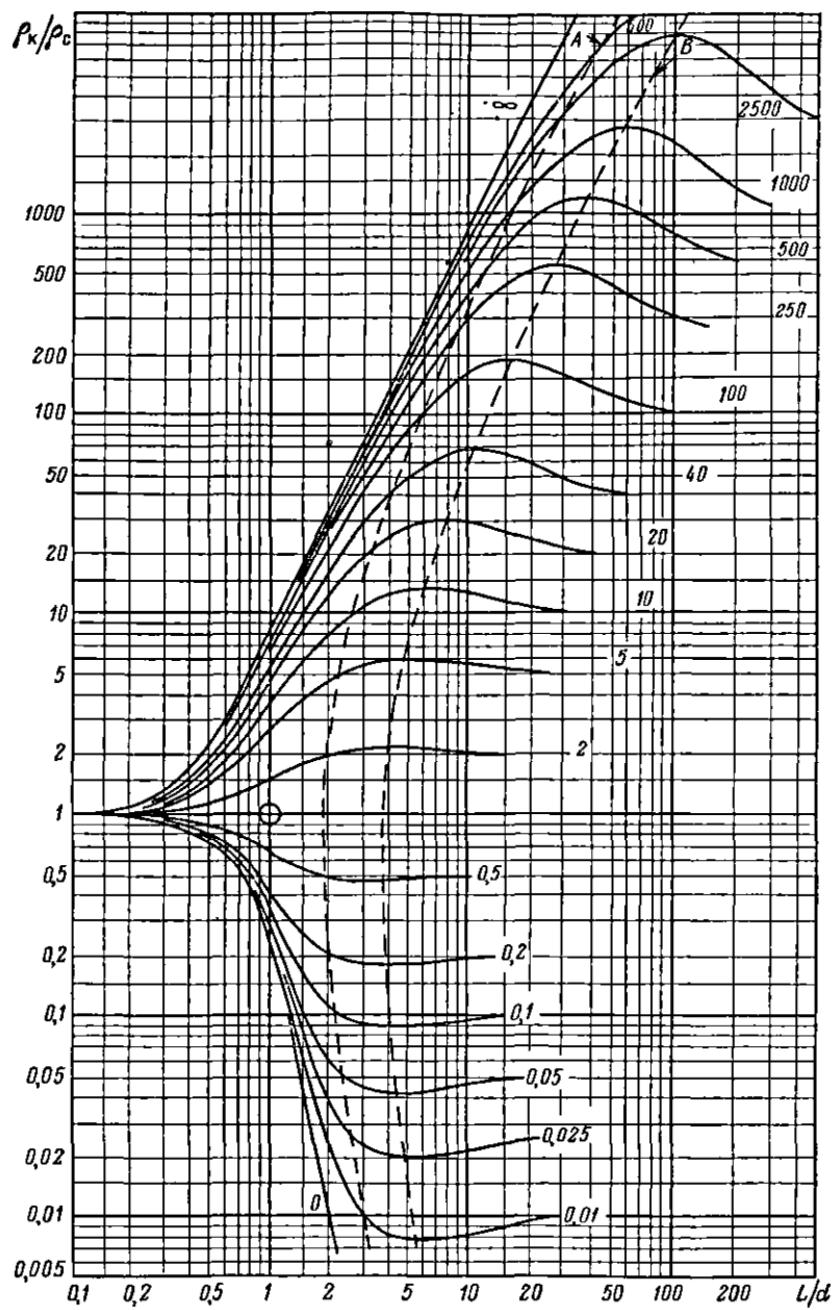


Рис. 6. Палетка БКЗ-1 для градиент-зондов. Шифр кривых ρ_k/ρ_c

Кривые БКЗ построены в двойном логарифмическом масштабе. За оси координат приняты прямые с $r_k/r_c = 1$ и $L/d = 1$. При постоянных значениях r_c и d кривые БКЗ показывают изменение r_k в зависимости от длины зонда.

На рис. 6 видно, что с уменьшением отношения L/d все кривые БКЗ асимптотически приближаются к оси абсцисс, ордината которой $r_k/r_c = 1$. Следовательно, при любом значении удельного сопротивления пород r_k , измеренное зондом, длина которого значительно меньше диаметра скважины, близко к сопротивлению промывочной жидкости.

В правой части кривые БКЗ выходят на разные асимптоты. Правой асимптотой для каждой кривой является прямая, параллельная оси абсцисс, ордината которой r_k/r_c равна модулю кривой r_n/r_c . Отсюда следует, что r_k , измеренное зондом, длина которого во много раз превосходит диаметр скважины, равно удельному сопротивлению пласта.

С увеличением L/d кривые БКЗ переходят от левой асимптоты к правым. При этом они пересекают свои правые асимптоты в точках кривой *A* и образуют в точках кривой *B* максимумы, когда $r_n/r_c > 1$ и минимумы при $r_n/r_c < 1$.

Таким образом, в пласте одного и того же удельного сопротивления в зависимости от соотношения длины зонда и диаметра скважины могут быть получены r_k , изменяющиеся от значений, близких к r_c , до значений, превышающих r_n , когда $r_n/r_c > 1$, или заниженных по сравнению с r_n , когда $r_n/r_c < 1$.

Влияние зоны проникновения. При бурении под действием избыточного давления столба промывочной жидкости в скважине над пластовым давлением происходит фильтрация промывочной жидкости в проницаемые пласти. Фильтрат проникает в поры пласта, оттесняя жидкость и газ, первоначально насыщающие поры, от стенки скважины в глубь пласта. Глинистые частицы остаются на стенке скважины и, накапливаясь, со временем образуют непроницаемую глинистую корку.

Удельное сопротивление части пласта, в которую вошел фильтрат (так называемой зоны проникновения), отличается от удельного сопротивления неизмененной части пласта. Если удельное сопротивление в зоне проникновения меньше удельного сопротивления неизмененного пласта, проникновение называется понижающим. Понижающее проникновение наблюдается в нефтегазоносных пластах, а также в водоносных пластах, когда минерализация промывочной жидкости больше минерализации пластовой воды. Если удельное сопротивление в зоне проникновения больше удельного сопротивления пласта, проникновение называется повышающим. Повышающее проникновение наблюдается в водоносных пластах при бурении на растворе, минерализация которого меньше минерализации пластовой воды.

Удельное сопротивление породы в пределах зоны проникновения неодинаково. На рис. 7, а, б штриховыми линиями показано изменение удельного сопротивления породы в радиальном направлении соответственно для понижающего и повышающего проникновений раствора. Видно, что по мере радиального удаления от стенки скважины удельное сопротивление меняется от значения r_{nn} , соответ-

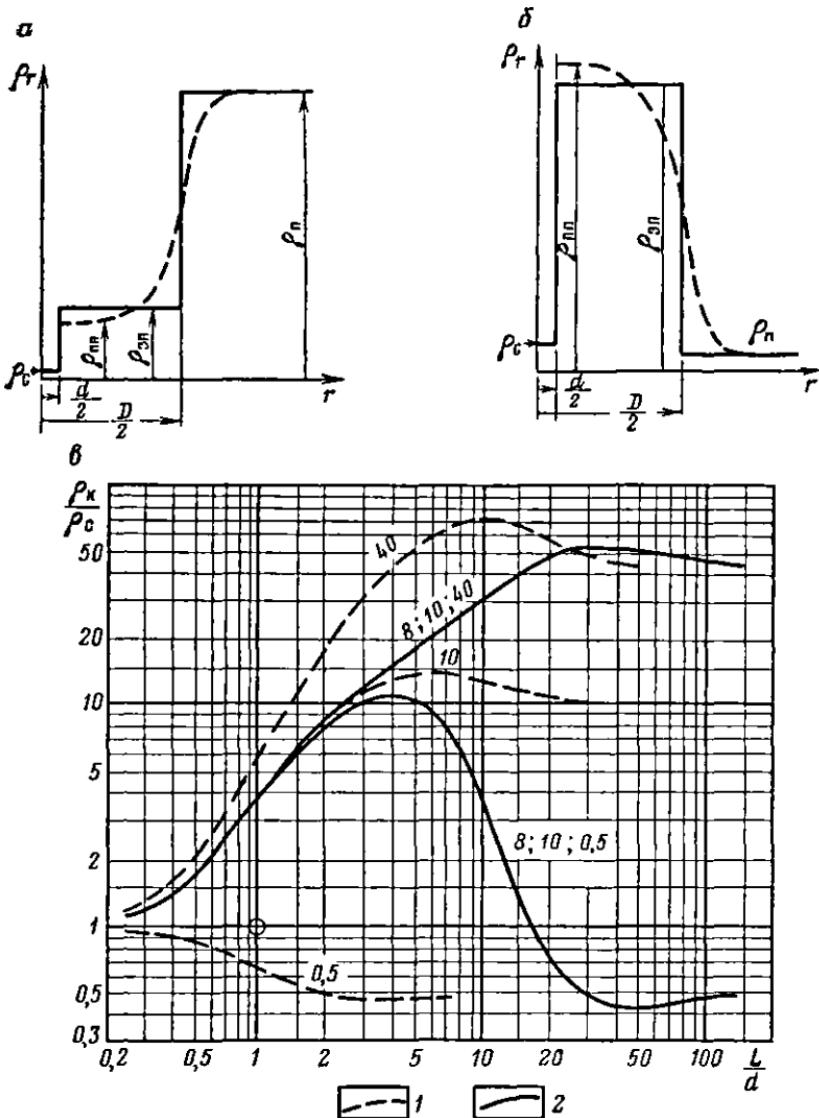


Рис. 7. Характер изменения удельного электрического сопротивления проницаемых пород в радиальном направлении от оси скважины при понижающем (а) и повышающем (б) проникновении промывочной жидкости и соответствующие ему трехслойные кривые БКЗ, сопоставленные с двухслойными кривыми БКЗ того же модуля (в):

1 — двухслойные кривые БКЗ, шифр кривых ρ_n/ρ_c ; 2 — трехслойные кривые БКЗ, шифр кривых: L/d , $\rho_{\text{тр}}/\rho_c$, ρ_n/ρ_c

ствующего породе, полностью промытой фильтратом, до значения ρ_n/ρ_c неизмененного пласта.

Теоретически рассчитаны кривые зависимостей $\rho_k/\rho_c = f(L/d)$ для пластов неограниченной мощности, у которых зона понижающего или повышающего проникновения представлена концентрическим слоем с постоянным удельным сопротивлением ρ_{3n} . На внешней границе этого слоя диаметром D удельное сопротивление изменяется скачком от значения ρ_{3n} до значения ρ_n , как показано на рис. 7, а, б сплошными линиями. Значения ρ_{3n} и D однородной зоны проникновения будут эквивалентными параметрами данной неоднородной зоны проникновения, если при одном и том же удельном сопротивлении пласта кривые зависимости $\rho_k/\rho_c = f(L/d)$ в обоих случаях одинаковы. Эти кривые называются трехслойными кривыми БКЗ. Каждая из них рассчитана для постоянных значений отношений ρ_n/ρ_c , ρ_{3n}/ρ_c и D/d .

Трехслойные кривые БКЗ сгруппированы в налетки, каждая из них содержит семейство кривых $\rho_k/\rho_c = f(L/d)$ разного модуля ρ_n/ρ_c , но с одними и теми же значениями D/d и ρ_{3n}/ρ_c . Последние указываются в заголовке палетки и составляют ее шифр. Палетки трехслойных кривых БКЗ составлены для $D/d = 2 \div 16$; $\rho_{3n}/\rho_c = 5 \div 200$.

Чтобы установить влияние зоны проникновения на кажущееся сопротивление, на рис. 7, в сопоставлены трехслойные кривые БКЗ градиент-зонда с двухслойными кривыми одинакового модуля ρ_n/ρ_c . Трехслойная кривая БКЗ при понижающем проникновении раствора проходит более полого и ниже двухслойной кривой БКЗ того же модуля. Как видно, понижающее проникновение в основном приводит к снижению ρ_k по сравнению с таковыми в случае отсутствия проникновения.

Трехслойная кривая БКЗ при повышающем проникновении в левой и средней частях идет значительно выше двухслойной кривой БКЗ того же модуля. Таким образом, наличие за стенкой скважины концентрического слоя повышенного удельного сопротивления приводит к резкому увеличению ρ_k , измеренных зондами малой и средней длины.

При большом диаметре зоны проникновения трехслойная кривая БКЗ в левой части близка к двухслойной кривой БКЗ, модуль которой ρ_n/ρ_c равен параметру ρ_{3n}/ρ_c трехслойной кривой. Следовательно, ρ_k , измеренное зондами малой длины, в основном определяется ρ_c и ρ_{3n} . Наоборот, на зонды большой длины ρ_c и ρ_{3n} влияют мало и измеренное ими ρ_k определяется главным образом ρ_n .

Влияние конечной мощности пласта. Влияние мощности пласта на величину ρ_k можно установить сравнением ρ_k , измеренных одинаковыми зондами в пласте конечной мощности и в пласте неограниченной мощности того же удельного сопротивления. ρ_k против пласта конечной мощности меняется от точки к точке. В связи с этим при определении удельного сопротивления пластов используют существенные значения ρ_k .

Для пластов высокого сопротивления наиболее важным является ρ_{kmax} (рис. 8, а). Для однородных пластов конечной мощности высокого сопротивления составлены палетки кривых зависимостей $\rho_{kmax}/\rho_c = f(L/d)$ для постоянных значений отношений ρ_n/ρ_c , H/d и ρ_{3n}/ρ_c .

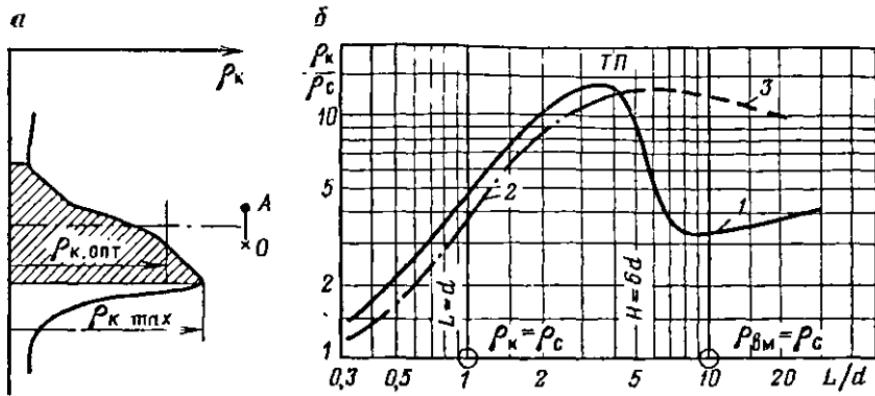


Рис. 8. Материалы БКЗ в пластах ограниченной мощности:

а — пример отсчета максимального ($\rho_{k,\max}$) и оптимального ($\rho_{k,\text{опт}}$) кажущихся сопротивлений на кривой КС, полученной подошвенным градиент-зондом против пласта высокого сопротивления; б — сопоставление максимальной (1) и оптимальной (2) кривых зондирования для однородного пласта ($H/d=6$; $\rho_m/\rho_c=1$; $\rho_n/\rho_c=10$) с двухслойной кривой БКЗ (3) для $\rho_n/\rho_c=10$

Эти кривые называются максимальными (экстремальными) кривыми зондирования, а палетки — соответственно палетками МКЗ (ЭКЗ).

Каждая палетка содержит семейство кривых $\rho_{k,\max}/\rho_c=f(L/d)$ разного модуля ρ_n/ρ_c , но с одними и теми же значениями H/d и ρ_m/ρ_c . Последние указываются в заголовке палетки и составляют ее шифр.

Палетки МКЗ (ЭКЗ) составлены для $H/d=1 \div 16$; $\rho_m/\rho_c=0,5 \div 10$.

На рис. 8, б для градиент-зонда сопоставлены максимальная кривая зондирования с параметрами $\rho_n/\rho_c=10$; $H/d=6$; $\rho_m/\rho_c=1$ (кривая 1) и двухслойная кривая БКЗ для пласта неограниченной мощности и $\rho_n/\rho_c=10$ (кривая 3).

Как видно, при длине зонда, меньшей мощности пласта, максимальная кривая зондирования проходит выше кривой БКЗ, и, следовательно, $\rho_{k,\max} > \rho_k$ в пласте такого же удельного сопротивления неограниченной мощности. Когда длина зонда L приближается к мощности пласта, максимальная кривая зондирования подходит к кривой БКЗ и пересекает ее. Точка пересечения (ТП) соответствует зонду длиной $L \approx 0,8H$. В этой точке $\rho_{k,\max} = \rho_k$ в пласте неограниченной мощности.

Таким образом, на кривой КС, полученной в пласте высокого сопротивления градиент-зондом длиной $L \leq 0,8H$, имеется точка, в которой ρ_k равно значению, измеренному тем же зондом в пласте такого же удельного сопротивления неограниченной мощности. Оно называется оптимальным кажущимся сопротивлением $\rho_{k,\text{опт}}$ и отсчитывается в точке кривой КС, расположенной на половину длины зонда ниже середины пласта при подошвенном градиент-зонде (см. рис. 8, а) или выше середины пласта при кровельном градиент-зонде.

Оптимальная кривая зондирования $\rho_{k,\text{опт}}/\rho_c=f(L/d)$ представлена кривой 2 на рис. 8, б. Она практически совпадает с кривой БКЗ пласта неограниченной толщины.

При длинах зондов $L > 0,8H$ максимальная кривая зондирования резко спускается к минимуму, после которого медленно поднимается к правой асимптоте с ординатой $\rho_{k_{\max}}/\rho_c = \rho_n/\rho_c$. Следовательно, максимальное кажущееся сопротивление с увеличением отношения L/H стремится к удельному сопротивлению пласта.

Из сказанного следует, что на величину кажущегося сопротивления мощность пласта существенно влияет, когда длина зонда мало отличается от ее или превышает ее. В этом случае кажущееся сопротивление определяется удельным сопротивлением вмещающих пород и пласта и мало зависит от сопротивления промысловой жидкости и диаметра скважины.

Способы определения ρ_n . В общем случае пласта с зоной проникновения неизвестны три параметра неоднородной среды ρ_n , $\rho_{z\text{pl}}$ и D . Остальные параметры, сведения о которых необходимы для учета их влияния на измеренное ρ_k , находят непосредственно по диаграмме ρ_k (тип зонда; L , H , $\rho_{z\text{pl}}$, которое принимается равным среднему значению ρ_k против вмещающих пород) и по данным специальных исследований в скважине (ρ_c и d).

Удельное сопротивление раствора определяют с помощью резистивиметра. Резистивиметр представляет собой зонд малой длины, дополненный экраном для исключения влияния окружающих пород на измеряемую разность потенциалов. Удельное сопротивление раствора

$$\rho_c = K_p (\Delta U/I),$$

где K_p — коэффициент резистивиметра, м.

Удельное сопротивление относится к объему жидкости, окружающей зонд.

Фактический диаметр скважины находят с помощью каверномера.

Для определения неизвестных параметров ρ_n , $\rho_{z\text{pl}}$ и D необходимо измерить ρ_k в скважине не менее чем тремя разными зондами. Применяют следующие способы определения ρ_n .

1. По диаграмме ρ_k одного зонда. Этот способ применяется для определения ρ_n пластов, в которых зона проникновения отсутствует (плотная порода), либо когда ее влияние на измеренное ρ_k незначительно. Для уменьшения влияния $\rho_{z\text{pl}}$ измерения следует проводить зондом большой длины. Однако при этом L должна оставаться меньше H , чтобы исключить влияние вмещающих пород на величину ρ_k . Способ заключается в расчете по фактическим данным отношений $\rho_{k,\text{опт}}/\rho_c$, L/d для исследуемого пласта и построении по полученным координатам точки на палетке двухслойных кривых БКЗ. По модулю кривой палетки, проходящей через точку, находят искомое ρ_n/ρ_c .

2. По диаграммам ρ_k трех различных зондов. Обычно используют один зонд малой длины (например, градиент-зонд), на показания которого влияет только зона проникновения, и два зонда других методов сопротивлений с большим радиусом исследования (зонды бокового и индукционного методов). По ρ_k малого зонда способом одного зонда определяют $\rho_{z\text{pl}}$. Неизвестные ρ_n и D находят с помощью комплексных (двухзондовых) палеток, представляющих графическое решение системы

двух уравнений зависимости r_k зондов бокового и индукционного методов от неизвестных параметров пласта r_p и D .

Для уменьшения числа комплексных палеток их составляют для пластов неограниченной мощности при отсутствии влияния скважины на показания зондов. Поэтому r_k зондов бокового и индукционного методов должны быть предварительно исправлены за влияние скважины и вмещающих пород.

Определение r_p и D заключается в расчете по фактическим данным для исследуемого пласта координат и построении по этим координатам точки на комплексной палетке. Искомые r_p и D находят по модулю кривых палетки, проходящих через точку.

Недостаток этого способа — возможность появления неконтролируемой погрешности при определении r_p за счет погрешностей, допущенных при измерениях и интерпретации диаграмм.

3. По диаграммам r_k нескольких (более трех) однотипных зондов разной длины. В этом способе, называемом боковым каротажным зондированием (БКЗ), обычно используют данные измерений градиент-зондами, длина которых изменяется от 1 до 40 диаметров скважины.

Для каждого исследуемого пласта по данным измерений строят фактическую кривую БКЗ, которую сравнивают с рассмотренными выше теоретическими или экспериментальными кривыми зондирования. Если фактическая кривая построена по оптимальным значениям кажущихся сопротивлений, ее сравнивают с кривыми палеток БКЗ. Фактическая максимальная кривая зондирования сопоставляется с кривыми палеток МКЗ (ЭКЗ).

Удельное сопротивление исследуемого пласта, а также удельное сопротивление и диаметр зоны проникновения, если она имеется, находят по параметрам кривой палетки, с которой совпала фактическая кривая зондирования.

В этом способе можно учесть погрешности измерений и отсчетов r_k с диаграмм путем усреднения фактических кривых зондирования и установить случаи существенных искажений показаний отдельных зондов, например, за счет экранирования тока соседними пластами.

Можно использовать также данные измерений несколькими (более трех) разнотипными зондами.

§ 5. Выбор стандартного зонда

Диаграммы КС используют для изучения геологического строения нефтяных и газовых месторождений. С помощью диаграмм КС и ПС уточняют стратиграфию, изучают строение, условия залегания, фациальную изменчивость толщ осадочных пород и т. п. Эти задачи решают обычно путем качественного сопоставления диаграмм по разным скважинам как по площади изучаемого месторождения нефти и газа, так и по соседним площадям.

Для облегчения сопоставления диаграмм измерения во всех скважинах в пределах крупных районов проводят одним и тем же стандартным зондом. Стандартный зонд выбирают таким, чтобы на кривой КС четко выделялось большинство пластов с различными

удельными сопротивлениями, а кажущееся сопротивление мало отличалось от удельного сопротивления пластов.

Наиболее точно расчленение разреза скважины на пласты различного удельного сопротивления производится по диаграмме КС, полученной зондом малой длины. Однако в этом случае кажущееся сопротивление значительно отличается от удельного сопротивления пластов. Кажущееся сопротивление, измеренное зондом большой длины, близко к удельному сопротивлению пластов. Однако по диаграмме КС большого зонда затруднена отбивка пластов различных сопротивлений малой мощности в интервалах частого чередования пластов.

Практика показывает, что стандартным зондом, в наибольшей степени удовлетворяющим обоим требованиям, является зонд средней длины: градиент-зонд длиной 2,2—2,6 м или потенциал-зонд длиной 0,5—0,75 м.

В районах, разрез которых представлен песчано-глинистыми породами, стандартными обычно являются градиент-зонды, например ВО,5А2М, применяемый на Алшеронском полуострове и в Западной Туркмении. В районах с карбонатным разрезом стандартными являются потенциал-зонды, например В7,5АО,75М, применяемый в Башкирии, Татарии, Куйбышевском Поволжье.

§ 6. Боковой каротаж

Боковой каротаж (БК) — разновидность каротажа сопротивлений.

Применяют трех-, семи- и девятиэлектродные зонды БК. На рис. 9 приведена схема основного трехэлектродного варианта зонда. Измерительная установка (рис. 9, а) представляет собой длинный металлический цилиндр, составленный из трех изолированных друг от друга частей. Центральная, короткая часть зонда является основным электродом A_0 , а симметрично расположенные относительно него и соединенные накоротко верхняя и нижняя части — экранными электродами A_1 и A_2 .

Через основной и экранные электроды пропускается электрический ток одного направления. Сила тока через основной электрод при измерениях поддерживается постоянной. Сила тока через экранные электроды автоматически регулируется так, чтобы разность потенциалов экранного и основного электрода была равна нулю. Измеряют потенциал U одного из электродов относительно удаленного электрода N и силу тока I_0 через электрод A_0 . Кажущееся сопротивление

$$r_{\text{БК}} = K(U/I_0),$$

где K — коэффициент зонда, зависящий от его геометрических размеров.

Измеренное $r_{\text{БК}}$ относят к середине электрода A_0 . Длиной L зонда называется расстояние между серединами промежутков, разделяющих основной и экранные электроды. Расстояние между наружными концами экранных электродов называется общим размером L_0 зонда.

Так как потенциалы основного и экранного электродов одинаковы, то ток I_0 , выходящий из электрода A_0 , течет радиально от скважин в горизонтальном слое, мощность которого недалеко от зонда близка к длине L зонда (см. рис. 9, б). В остальной среде, окружающей

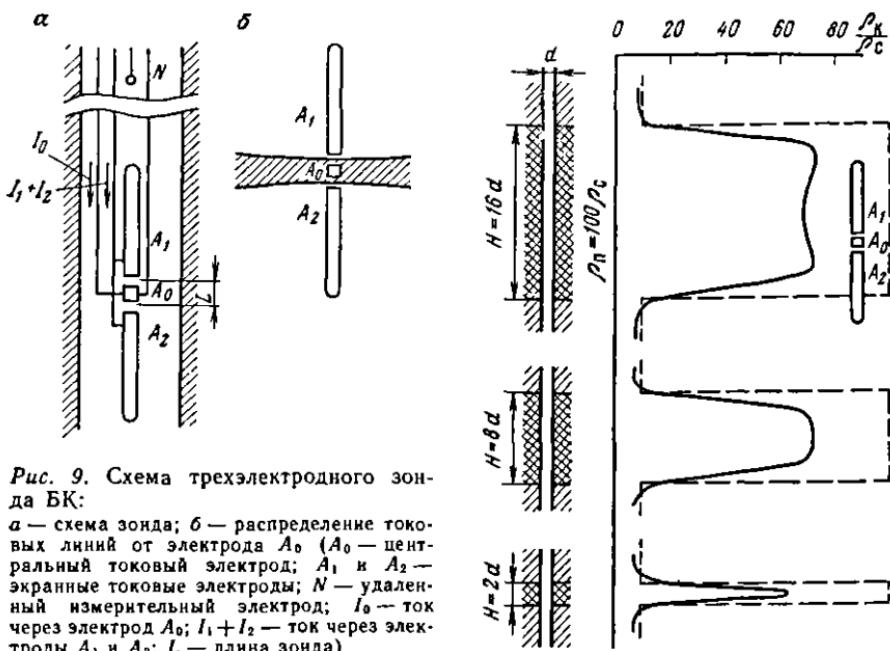


Рис. 9. Схема трехэлектродного зонда БК:

а — схема зонда; *б* — распределение токовых линий от электрода A_0 (A_0 — центральный токовый электрод; A_1 и A_2 — экранные токовые электроды; N — удаленный измерительный электрод; I_0 — ток через электрод A_0 ; $I_0 + I_2$ — ток через электроды A_1 и A_2 ; L — длина зонда)

Рис. 10. Кривые КС трехэлектродного бокового зонда против однородного пласта высокого сопротивления различной мощности: $L_0 = 15d$, $L = 0,75d$, $d_s = 0,43d$ (d_s — диаметр электродов зонда)

зонд, проходит ток от экранных электродов. Вследствие этого на потенциал электрода A_0 скважина и вмещающие породы влияют незначительно и кажущееся сопротивление более близко к удельному сопротивлению породы, чем при обычных зондах.

Многозадачные зонды БК содержат дополнительные экранные электроды, симметрично расположенные относительно центрального электрода A_0 , благодаря чему можно изменять общий размер зонда L_0 . При этом изменяется также форма горизонтального слоя, в котором течет ток центрального электрода и, следовательно, радиус исследования зонда.

На диаграммах БК зонды обозначают: трехэлектродный зонд — БК-З; семиэлектродный зонд — $L_A(x)q(y)$, где $x = L_0(M)$; $y = (L_0 - L)/L$ — величина параметра фокусировки q . В девятнадцатиэлектродном зонде через наружные электроды (B) протекает ток противоположного направления относительно тока через остальные электроды (A и A_0). Зонд обозначают $L_B(z)L_A(x)q(y)$, где z — расстояние между концами электродов B ; остальные обозначения те же.

На рис. 10 приведены кривые КС для одиночных однородных пластов высокого сопротивления, полученные трехэлектродным боковым зондом.

На кривой КС против пласта высокого сопротивления наблюдается пика, симметричная относительно середины пласта. Максимальное значе-

ние кажущегося сопротивления обычно соответствует середине пласта, за исключением случаев, когда мощность пласта близка к общему размеру зонда. Для таких пластов против середины наблюдается некоторое уменьшение кажущихся сопротивлений относительно максимальных, смещенных от середины пласта в сторону его границ. Границы пласта отбиваются по началу наибольшего подъема кривой КС.

В общем случае пласта с зоной проникновения в цепь тока электрода A_0 включены последовательно скважина, зона проникновения и неизмененная часть пласта. Поэтому кажущееся сопротивление ρ_{KBK} бокового зонда можно определить по формуле

$$\rho_{KBK} = \mathcal{F}_c \rho_c + \mathcal{F}_{zpr_{zp}} + \mathcal{F}_{pl}, \quad (I.5)$$

где \mathcal{F}_c , \mathcal{F}_{zpr} , \mathcal{F}_{pl} — геометрические факторы соответственно скважины, зоны проникновения и пласта. Сумма всех геометрических факторов составляет полный исследуемый объем и равна единице.

Рассмотрим влияние отдельных участков исследуемого объема на величину ρ_{KBK} .

В пластах неограниченной мощности без зоны проникновения

$$\mathcal{F}_c + \mathcal{F}_{pl} = 1 \text{ и}$$

$$\rho_{KBK} = \mathcal{F}_c \rho_c + (1 - \mathcal{F}_c) \rho_{pl}. \quad (I.6)$$

Геометрический фактор скважины невелик и при $\rho_{pl} > \rho_c$

$$\rho_{KBK} \approx (1 - \mathcal{F}_c) \rho_{pl},$$

т. е. кажущееся сопротивление, измеренное боковым зондом, пропорционально удельному сопротивлению пластов. Это свойство боковых зондов обусловливает эффективное их применение при изучении карбонатных разрезов в скважинах с минерализованными промывочными жидкостями, так как в этих условиях на величину кажущегося сопротивления, измеренного обычными зондами, большое влияние оказывает скважина.

На рис. 11 сопоставлены диаграммы КС зонда БК-3, малого и большого градиент-зондов, записанных при соленом глинистом растворе в скважине. Как видно, толща слабоглинистых известняков в интервале 1190—1209 м, среди которых встречаются маломощные глинистые прослои, практически не расчленяется на диаграммах градиент-зондов, а на диаграмме бокового зонда четко выделяются прослои различного сопротивления, высокоомные прослои заметно дифференцируются по величине ρ_k в прямом соответствии с их удельным сопротивлением, наглядно характеризуется степень электрической однородности прослоев.

В трехслойной среде на величину ρ_{KBK} существенно влияет зона проникновения, так как при обычно наблюдаемой глубине проникновения $\mathcal{F}_{zpr} > \mathcal{F}_{pl}$. Поэтому в пластах с повышающим проникновением ρ_{KBK} значительно выше удельного сопротивления пластов. Понижающее проникновение ненамного искажает величину ρ_{KBK} относительно ρ_{pl} , т. к. превышение геометрического фактора зоны проникновения над \mathcal{F}_{pl} компенсируется снижением удельного сопротивления зоны проникновения ρ_{zpr} по сравнению с ρ_{pl} .

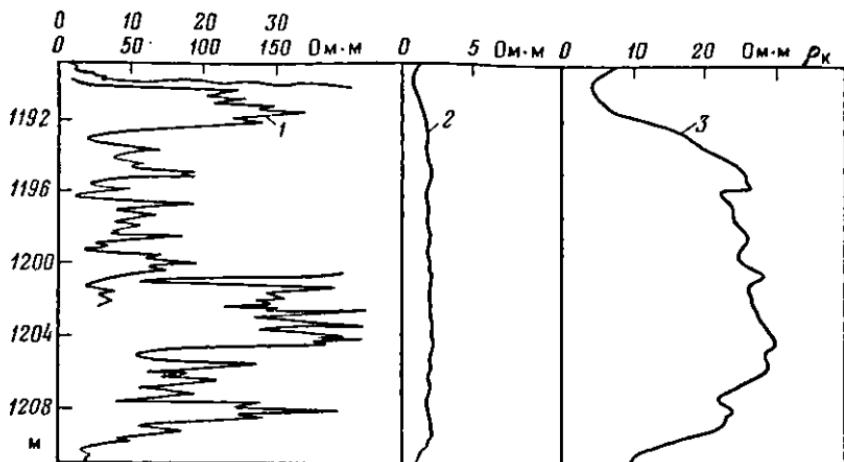


Рис. 11. Сопоставление кривых КС зонда БК-3 (1), градиент-зонда МО,4А0,1В (2) и градиент-зонда М2А0,5В (3) (сопротивление глинистого раствора равно 0,08 Ом·м)

Влияние вмещающих пород на $\rho_{\text{БК}}$ против пластов ограниченной мощности отсутствует при $H > 4d$ для зонда БК-3 и при $H > 2L_0$ для семи- и девятиэлектродных боковых зондов.

По одной диаграмме $\rho_{\text{БК}}$ можно определить только удельное сопротивление плотных пластов. Для этого можно воспользоваться формулой (1.6), введя предварительно поправку в $\rho_{\text{БК}}$ за влияние вмещающих пород, когда исследуется пласт ограниченной мощности.

Если в пласте имеется зона проникновения, удельное сопротивление, найденное по формуле (1.6) будет промежуточным между истинными значениями $\rho_{\text{зп}}$ и $\rho_{\text{п}}$. Для точного их определения боковой зонд используют в комплексе с зондами других методов сопротивлений либо берут три разных зонда БК с различными радиусами исследования.

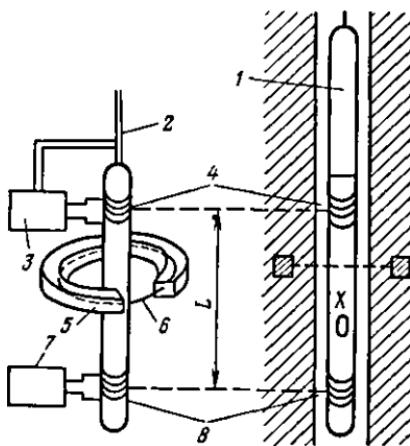
§ 7. Индукционный каротаж

Индукционным каротажем (ИК) изучают удельную электропроводность горных пород. В отличие от других электрических методов ИК пригоден для исследования скважин, пробуренных как с обычными пресными, так и с непроводящими (на нефтяной основе) растворами.

Измерительная установка ИК (рис. 12) состоит из двух катушек индуктивности, установленных недалеко одна от другой на цилиндрическом стержне из непроводящего материала. Расстояние L между катушками называется длиной зонда.

Через одну, генераторную катушку 8 пропускают переменный ток с частотой в несколько десятков килогерц. Переменное магнитное поле, создаваемое этим током, индуцирует в окружающих породах вихревые токи кольцевого направления 6. Последние, в свою очередь, создают вторичное магнитное поле, которое наводит электродвижущую силу

Рис. 12. Схема измерений ИК:
 1 — кожух, содержащий усилитель 3 и генератор 7; 2 — кабель; 4 — измерительная катушка; 5 — элементарное кольцо породы единичного сечения; 6 — вихревые токи; 8 — генераторная катушка; 0 — точка записи; L — длина зонда



(э. д. с.) в измерительной катушке 4 зонда. Активная составляющая э. д. с. в измерительной катушке, созданная вторичным магнитным полем, усиливается, выпрямляется и по жиле кабеля 2 передается на поверхность, где непрерывно регистрируется при перемещении зонда по скважине.

Измеренная э. д. с. пропорциональна кажущейся электропроводности σ_k исследуемой неоднородной среды:

$$E = K\sigma_k = K(1/\rho_k), \quad (I. 7)$$

где K — коэффициент зонда, зависящий от размеров, числа витков и расстояния между катушками зонда, а также от частоты и силы тока питания генераторной катушки.

При высокой электропроводности исследуемой среды пропорциональность между э. д. с. измерительной катушки и электропроводностью среды нарушается вследствие большого взаимного влияния токов, индуцированных в различных участках среды (скин-эффект). Влияние скин-эффекта учитывают при обработке диаграмм ИК.

Точкой записи зонда является середина расстояния между генераторной и измерительной катушками (точка 0).

Кривая кажущихся электропроводностей имеет линейную шкалу. Следовательно, она соответствует перевернутой кривой КС с гиперболической шкалой записи: на участке низкого сопротивления шкала кривой КС растянута, на участке высокого сопротивления — сжата. Эта особенность диаграмм ИК ограничивает его применение только в разрезах с относительно низкими значениями удельного сопротивления пород.

За единицу удельной электропроводности берут величину, обратную ом-метру: $1/\Omega \cdot \text{м}$ или $\text{См}/\text{м}$ (сименс на метр). Обычно при измерениях пользуются тысячными долями этой единицы — $\text{мСм}/\text{м}$.

Для уменьшения влияния скважины, зоны проникновения и вмещающих пород в зонд ИК, помимо двух основных катушек, включают дополнительные фокусирующие катушки, соединенные последовательно с основными. В этом случае измеренная э. д. с. равна алгебраической сумме э. д. с. всех пар генераторных и измерительных катушек.

Радиус исследования двухкатушечным зондом находится в прямой зависимости от длины зонда. Поэтому включение в зонд дополнительных катушек, образующих с основными катушками зонды малой длины, обеспечивает компенсацию прямого поля, а также значительное ослабле-

ние влияния прилегающих к зонду слоев (скважины, зоны проникновения) и вмещающих пород. В результате значение σ_k , измеренное зондом с фокусирующими катушками, меньше отличается от удельной электропроводности σ_n неизмененного пласта, чем значение, полученное двухкатушечным зондом.

На диаграммах индукционные зонды обозначают (x) И (y), где x — общее число катушек; И — тип зонда (индукционный); y — расстояние между основными катушками зонда в м (длина зонда). Например, 4И1 — четырехкатушечный индукционный зонд длиной 1 м.

Кривая кажущихся электропроводностей симметрична относительно середины пласта. Границы низкоомных пластов мощностью $H > L$ соответствуют точкам кривой, в которых показания равны полу сумме показаний против середины пласта и против вмещающих пород вдали от пласта. Против пластов повышенного сопротивления это правило сохраняется, когда $H > 2L$. При мощностях пластов, меньших указанных, точки кривой с промежуточными показаниями смещаются от истинных границ в сторону среды меньшего удельного сопротивления.

Характерным для пласта является значение σ_k , отсчитываемое на кривой против средней части пласта.

В общем случае пласта ограниченной мощности с зоной проникновения, пересеченного скважиной перпендикулярно к границам пласта, все участки неоднородной среды включены в цепь кольцевых токов параллельно, так что наведенная в измерительной катушке э. д. с. является суммой сигналов от каждого участка среды отдельно. Тогда измеренную кажущуюся электропроводность можно выразить формулой

$$\sigma_k = B_{zn}\sigma_{zn} + B_n\sigma_n + B_{vm}\sigma_{vm}, \quad (I. 8)$$

где B_{zn} , B_n , B_{vm} — геометрические факторы соответственно зоны проникновения, неизмененного пласта и вмещающих пород. Их сумма равна единице. Слагаемое B_{es} в формуле (I.8) опущено, так как благодаря фокусировке зонда геометрический фактор скважины B близок к нулю.

Из формулы (I.8) следует, что степень влияния отдельных участков исследуемой среды на величину σ_k находится в прямом соответствии с их электропроводностью.

Если в пласте неограниченной мощности имеется зона проникновения, кажущаяся электропроводность в основном определяется электропроводностью более проводящего слоя. Следовательно, при $\sigma_{zn} < \sigma_n$ кажущаяся электропроводность близка к удельной электропроводности пласта, т. е. зона повышающего проникновения мало влияет на результаты измерений ИК. Наоборот, при $\sigma_{zn} > \sigma_n$ (понижающее проникновение раствора) кажущаяся электропроводность в значительной степени определяется электропроводностью зоны проникновения.

Влияние вмещающих пород высокого сопротивления на показания ИК против пласта низкого сопротивления незначительно, когда $H > 2L$. В этом случае кажущаяся электропроводность σ_k близка к удельной электропроводности σ_n пласта. Уменьшение мощности пласта приводит к снижению σ_k по сравнению с σ_n .

Влияние вмещающих пород низкого сопротивления на показания ИК против пласта высокого сопротивления велико даже при весьма

большой мощности пласта. При этом σ_k намного больше σ_n . При чередовании пластов малой мощности высокого и низкого сопротивлений показания метода близки к электропроводности проводящих прослоев. Искажающее влияние соседних прослоев высокого сопротивления незначительно.

По диаграмме кажущихся электропроводностей одного индукционного зонда можно определить удельное сопротивление пород, где отсутствует зона проникновения, либо ее глубина мала ($D \leq 4d$). В этих случаях интерпретация сводится к последовательному введению поправок в величину измеренного против пласта σ_k за скин-эффект и за влияние вмещающих пород с помощью соответствующих палеток.

Во всех других случаях (например, когда глубина зоны проникновения значительная или когда сведения о зоне проникновения отсутствуют), необходимо комплексировать индукционный зонд с зондами (не менее чем с двумя) других методов сопротивления с различными глубинами исследования.

§ 8. Микрокаротаж

При микрокаротаже (МК) измеряют кажущиеся сопротивления зондами небольших размеров, электроды которых установлены на пластине из изоляционного материала, прижимаемой к стенке скважины с помощью пружин (рис. 13). Пластина препятствует растеканию электрического тока по скважине, что приводит к снижению влияния промывочной жидкости на результаты измерений.

Измерительная установка состоит из трех электродов, расположенных на расстоянии 2,5 см один от другого. Из них составляют два зонда: градиент-микрозонд А0,025М0,025Н и потенциал-микрозонд А0,05М.

Вследствие малой длины зондов ($L = 3,75$ и 5 см соответственно у градиент- и потенциал-микрозондов) ими исследуют небольшой объем среды. Исследуемая среда ограничивается по площади размерами пластины и в радиальном направлении состоит из двух слоев различного удельного сопротивления.

Первый слой представлен глинистой коркой против проницаемых пород. Толщина глинистой корки достигает 2 см, удельное сопротивление ее мало отличается от сопротивления глинистого раствора. Против плотных пород глинистая корка отсутствует. Однако вследствие неровностей стенки скважины и возможного несоответствия формы пластины стенке скважины между ними всегда имеется тонкая пленка глинистого раствора. Таким образом, первый слой имеет удельное сопротивление r_{cl} , равное или близкое к сопротивлению глинистого раствора, и толщину h_{cl} , малую против плотных и большую против проницаемых пород.

Порода за стенкой скважины на радиальную глубину, не превышающую 10—12 см, составляет второй слой исследуемого объема. Удельное сопротивление этого слоя равно удельному сопротивлению r_p неизмененной породы, если порода непроницаемая, либо удельному сопротивлению r_{np} промытой части зоны проникновения проницаемой породы.

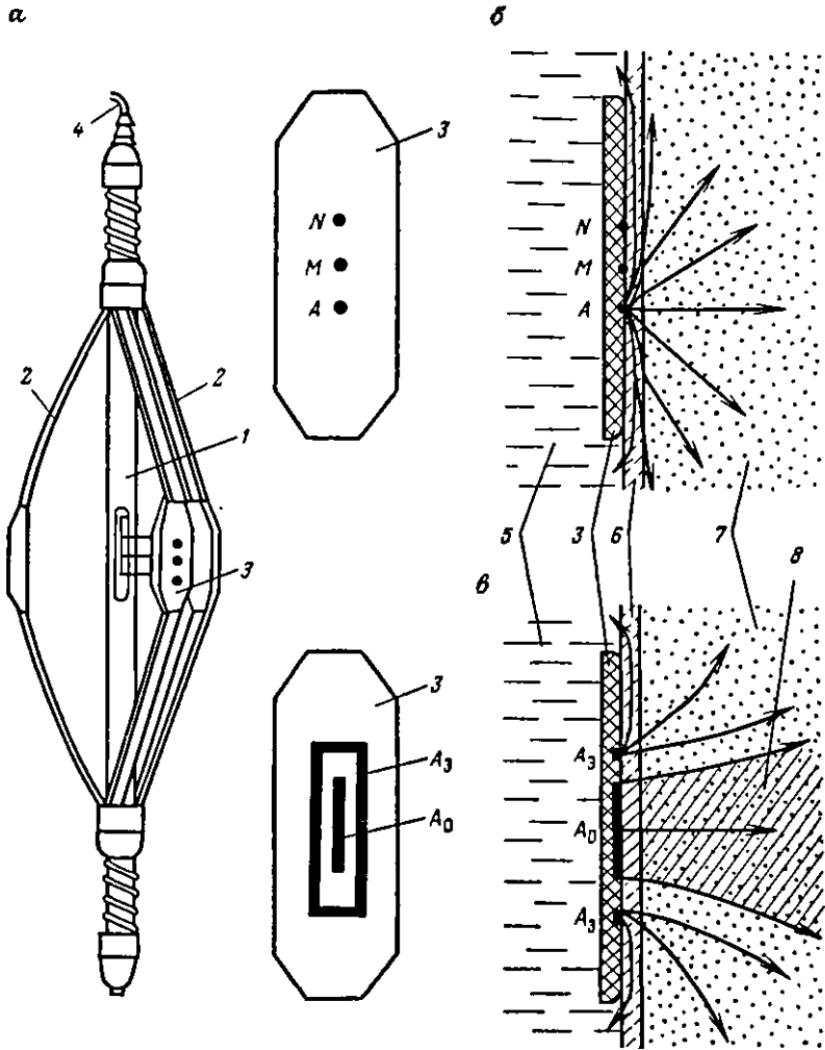


Рис. 13. Схемы зондов МК и их электрического поля:
а — общий вид скважинного прибора; б — микропонд; в — боковой каротажный микропонд.

1 — корпус; 2 — пружина; 3 — изоляционная пластина с электродами; 4 — кабель;
5 — промывочная жидкость в скважине; 6 — промежуточный слой; 7 — порода;
8 — токовый пучок центрального электрода A_0 .

На рис. 14 сопоставлены экспериментальные кривые зависимости $\rho_{\text{КГМЗ}}/\rho_{\text{сл}}$; $\rho_{\text{КПМЗ}}/\rho_{\text{сл}}$ от $h_{\text{сл}}$ для различных значений отношения $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{сл}}$. Из рис. 14 видно, что кажущиеся сопротивления, измеренные микропондами, меньше удельного сопротивления исследуемых пород. Различие между $\rho_{\text{к}}$ и $\rho_{\text{п}}$ тем больше, чем больше отношение $\rho_{\text{п}}/\rho_{\text{сл}}$ и толщина слоя $h_{\text{сл}}$. При $h_{\text{сл}} \geq 2$ см показания микропондов превосходят удельное сопротивление промежуточного слоя $\rho_{\text{сл}}$ не более

Рис. 14. Кривые зависимости $\rho_{\text{кГМЗ}}/\rho_{\text{сл}}$, $\rho_{\text{кПМЗ}}/\rho_{\text{сл}}$ и $\rho_{\text{кБМК}}/\rho_{\text{сл}}$ от $h_{\text{сл}}$:
 1 — градиент-микрозонд А0, 025М0, 025Н;
 2 — потенциал-микрозонд А0,05М; 3 —
 боковой микрозонд; шифр кривых $\rho_{\text{н}}/\rho_{\text{сл}}$;
 диаметр скважины 247,5 мм

чем в 2—4 раза. Это объясняется шунтирующим действием промежуточного слоя низкого сопротивления, по которому растекается значительная часть электрического тока.

Потенциал-микрозонд обладает большим радиусом исследования, чем градиент-микрозонд. Поэтому промежуточный слой меньше влияет на показания потенциал-микрозонда; при большой $h_{\text{сл}}$ кажущееся сопротивление $\rho_{\text{кПМЗ}}$ потенциал-микрозонда больше кажущегося сопротивления $\rho_{\text{кГМЗ}}$ градиент-микрозонда.

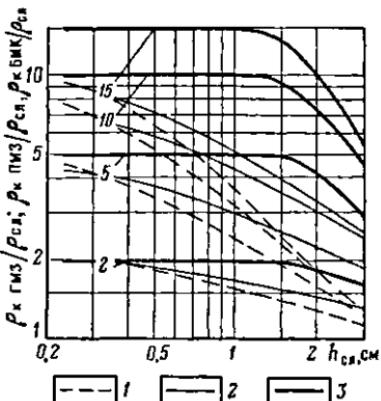
С уменьшением $h_{\text{сл}}$ до нуля $\rho_{\text{кГМЗ}}$ растет, асимптотически приближаясь к $\rho_{\text{н}}$. Предельное значение $\rho_{\text{кПМЗ}}$, соответствующее $h_{\text{сл}}=0$, меньше $\rho_{\text{н}}$, что объясняется влиянием глинистого раствора в скважине на показания потенциал-микрозонда вследствие ограниченных размеров электродной пластины.

Для повышения геологической эффективности метода измерения в скважинах проводят одновременно градиент- и потенциал-микрозондами. Это обеспечивает получение кажущихся сопротивлений с обоими зондами при одной и той же толщине первого слоя. Обе кривые КС регистрируют в одинаковом масштабе и затем перечерчивают на один бланк диаграммной бумаги, совмещая нулевые линии сопротивлений.

По диаграммам микрозондов проводят детальное литологическое расчленение разрезов нефтяных и газовых скважин и выделяют в разрезах породы-коллекторы, залегающие среди плотных непроницаемых пород (рис. 15). Породам различных литологических типов соответствуют следующие особенности на диаграммах микрозондов.

Пласти глин характеризуются минимальными кажущимися сопротивлениями, практически равными сопротивлению глинистого раствора. Показания градиент- и потенциал-микрозондов в глинах одинаковы. Указанные особенности связаны с тем, что против глин диаметр скважины увеличен. Электродная пластина не касается стенки скважины, поэтому на показания микрозондов влияет только сопротивление глинистого раствора.

Пласти песчаников отмечаются на диаграммах микрозондов более высокими по сравнению с глинами значениями кажущихся сопротивлений. Характерным для песчаников является превышение значения $\rho_{\text{к}}$, измеренного потенциал-микрозондом, над значением, измеренным градиент-микрозондом,— так называемое положительное приращение КС. Кривые КС микрозондов против песчаников обычно слажены. Отмеченные особенности в показаниях микрозондов против песчаников, сохраняющиеся также против пористо-проницаемых карбонатных пород,



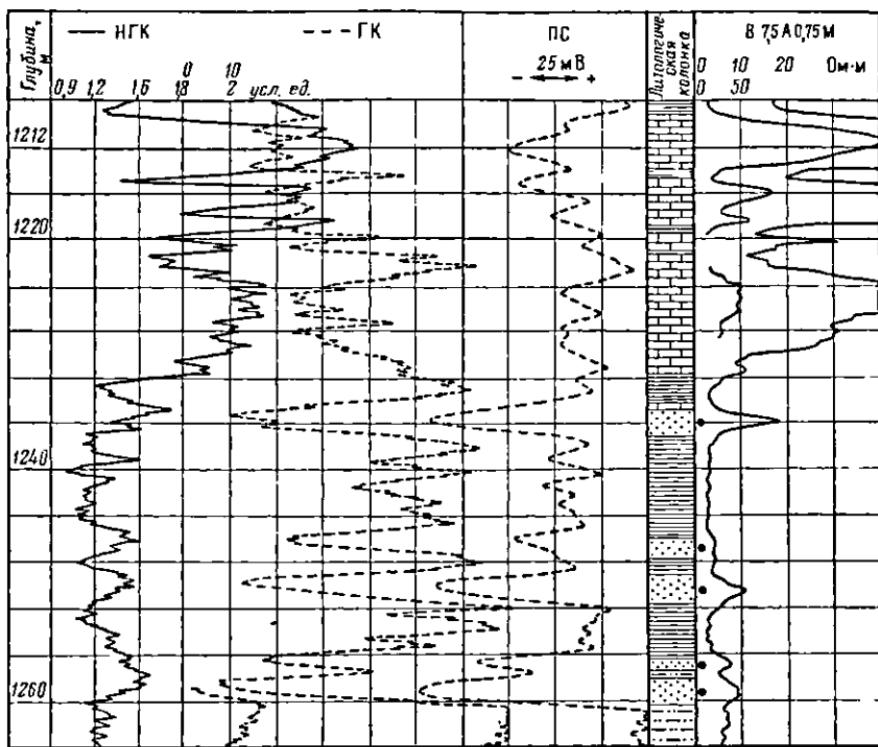


Рис. 15. Пример использования диаграмм микрозондов для литологического расчленения разреза:

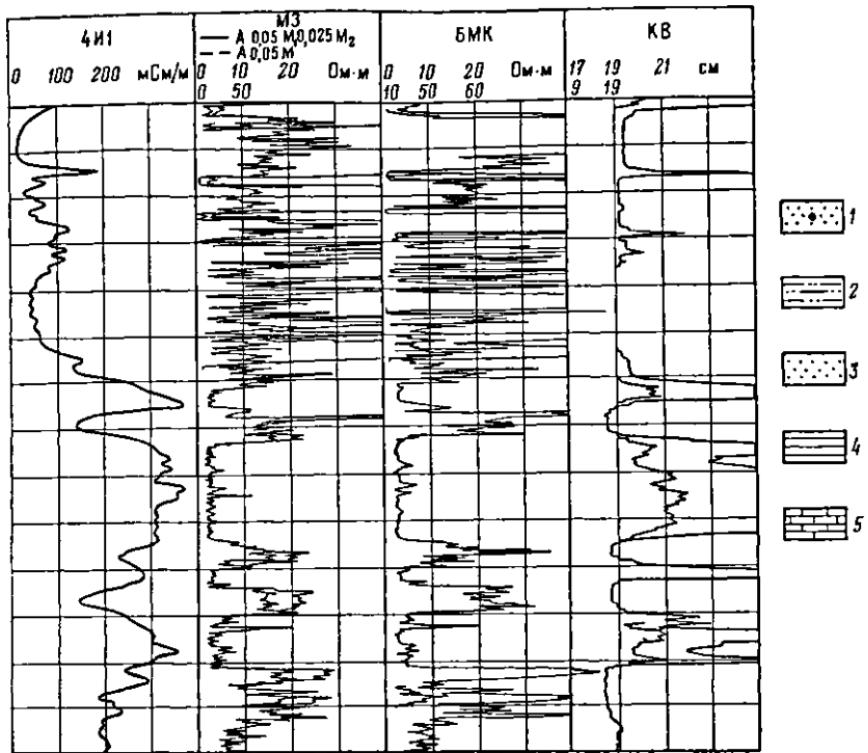
1 — нефтенасыщенные песчаники; 2 — алевролиты; 3 — песчаники; 4 — глины; 5 — известняки

обусловлены присутствием толстой глинистой корки на стенке скважины в интервале залегания коллекторов.

Плотные глинистые песчаники отмечаются на диаграммах микрозондов более высокими r_k , чем пористые песчаники. Плотные известняки характеризуются наибольшими значениями r_k на диаграммах микрозондов. Кривые КС на участках, соответствующих плотным известнякам и глинистым песчаникам, сильно изрезаны. r_k , измеренные потенциал-микрозондом, нередко меньше r_k , измеренных градиент-микрозондом (отрицательные приращения КС).

Особенности кривых КС микрозондов против плотных непроницаемых пород связаны с тем, что электродная пластина непосредственно соприкасается с породой ввиду отсутствия глинистой корки на стенке скважины. Однако из-за неровности стенки скважины пластина прилегает к ней неплотно. В результате при перемещении микрозонда по скважине происходят относительно большие изменения толщины пленки глинистого раствора, вызывающие изрезанность кривых КС.

Боковой микрокаротаж (БМК). Боковой микрокаротажный зонд монтируется на одной из пластин микрозонда. Он состоит из централь-



ногого токового электрода A_0 и однополярного с ним (экранного) кольцевого электрода A_s , (см. рис. 13, в).

При измерениях через электрод A_0 пропускают ток I_{A_0} постоянной силы, через экранный электрод сила тока автоматически регулируется так, чтобы потенциалы обоих электродов оставались одинаковыми. Благодаря этому ток центрального электрода собирается в узкий пучок, перпендикулярный к стенке скважины. В цепь тока I_{A_0} промежуточный слой включается последовательно с породой за стенкой скважины. Вследствие малой толщины h_{cl} и низкого сопротивления ρ_{cl} промежуточного слоя он мало влияет на измеряемое кажущееся сопротивление $\rho_{KBMK} = K(U_{A_0}/i_{A_0})$, и ρ_{KBMK} близко к ρ_p . $\rho_{KBMK} \approx \rho_p$ при $h_{cl} \leq 1,5$ см.

Таким образом, удельное сопротивление промытой части коллектора можно непосредственно отсчитать по диаграмме бокового микрозонда, когда толщина глинистой корки не очень велика. Если h_{cl} большая, в значения ρ_{KBMK} необходимо ввести поправку, используя в качестве дополнительных измерения градиент- или потенциал-микрозондом.

§ 9. Самопроизвольная поляризация в скважине. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации

Потенциалы самопроизвольной поляризации в скважинах зависят от литологического состава пород по разрезу. Это дает возможность

широко использовать диаграммы потенциалов самопроизвольной поляризации (диаграммы ПС) для литологического расчленения и корреляции разрезов нефтяных и газовых скважин, а также для характеристики коллекторских свойств пород.

Потенциалы ПС в скважинах изучают путем регистрации кривой изменения разности потенциалов между двумя измерительными электродами, один из которых (электрод M) перемещается по скважине, а второй (электрод N) установлен неподвижно на поверхности вблизи от устья скважины.

Так как при измерениях потенциал электрода N остается постоянным, то регистрируемая кривая идентична кривой изменения потенциала электрода M , являющегося точкой записи потенциалов в скважине. Однако величина U_M оказывается неопределенной из-за неопределенности потенциала электрода сравнения U_N . Отсюда диаграмма ПС представляет собой кривую изменения потенциалов ПС по скважине, для которой не указана линия, соответствующая нулевым значениям потенциалов.

В скважинах, бурящихся на нефть и газ, потенциалы ПС возникают в основном благодаря диффузии ионов солей на контакте двух сред, содержащих растворы различной концентрации.

Если соприкасаются друг с другом два свободных раствора различной концентрации, то под действием разности осмотических давлений растворов ионы переходят из более концентрированного раствора в менее концентрированный. Вследствие различной подвижности ионов разного знака в менее концентрированном растворе появляется избыток ионов с большей подвижностью, в более концентрированном растворе — избыток ионов с меньшей подвижностью. В результате этого на контакте растворов возникает диффузионный потенциал E_d , величина которого определяется уравнением

$$E_d = K_d \lg \frac{\rho_{\text{в2}}}{\rho_{\text{в1}}}, \quad (I. 9)$$

где K_d — коэффициент диффузионного потенциала, зависящий от химического состава и температуры растворов; $\rho_{\text{в2}}$ и $\rho_{\text{в1}}$ — удельные сопротивления соответственно менее концентрированного и более концентрированного растворов. Для контакта наиболее часто встречающихся растворов NaCl при температуре 20°C $K_d = -11,7$ мВ. Менее концентрированный раствор заряжается отрицательно.

На контакте свободного раствора, например фильтрата глинистого раствора с удельным сопротивлением ρ_f , с пористой средой, насыщенной раствором другой концентрации (пластовой водой с удельным сопротивлением ρ_p), возникает диффузионно-адсорбционный потенциал E_{da} , который, как и при контакте свободных растворов, приблизительно пропорционален логарифму отношения удельных сопротивлений растворов:

$$E_{da} = K_{da} \lg \frac{\rho_f}{\rho_p}, \quad (I. 10)$$

где K_{da} — коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала.

Однако E_{da} отличается от диффузионного потенциала E_d свобод-

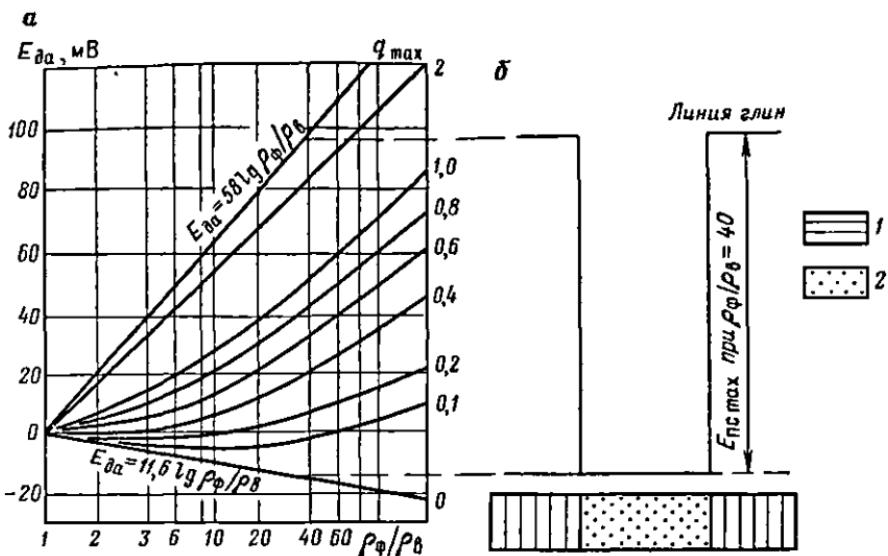


Рис. 16. Зависимость диффузионно-адсорбционных потенциалов E_{da} (а) и э. д. с. самопроизвольной поляризации E_{dc} (б) от отношения ρ_f/ρ_b . Шифр кривых — q , мг-экв/см³; растворы NaCl.
1 — чистая глина; 2 — неглинистый песчаный пласт

ного контакта растворов с теми же концентрациями и химическим составом солей.

В пористых средах диффузия ионов зависит от адсорбционной способности поверхности твердой фазы. Адсорбционную способность пород количественно оценивают приведенной емкостью поглощения q , выражаемой числом миллиграмм-эквивалентов катионов электролита, поглощенных твердой частью единицы объема породы из единицы объема ее порового пространства.

На рис. 16, а приведены экспериментальные кривые зависимости $E_{da} = f(\rho_f/\rho_b)$ для пористых сред с постоянными значениями q .

Адсорбционная способность пород определяется дисперсностью (удельной поверхностью) и минеральным составом пород. Наибольшей адсорбционной способностью обладают высокодисперсные глины. Поэтому параметр q пород изменяется в зависимости от их относительной глинистости, характеризующей степень заполнения пор малоактивного скелета пород глинистым материалом.

Для неглинистых пород (песков, песчаников, многих карбонатных пород) $q \approx 0$. Коэффициент диффузионно-адсорбционного потенциала K_{da} неглинистых пород мало отличается от коэффициента диффузионного потенциала K_d свободного контакта растворов и $E_{da} \approx E_d$. Таким образом, неглинистые породы не оказывают существенного влияния на диффузию ионов.

По мере увеличения глинистости пород q растет. Коэффициент K_{da} для глинистых пород значительно больше коэффициента K_d свободного контакта растворов и E_{da} также значительно больше E_d . Для растворов

NaCl менее концентрированный раствор на контакте с глинистой породой заряжается положительно.

Наибольшее различие в величинах $K_{\text{да}}$ и K_d наблюдается для случая контакта свободного раствора с чистой глиной. Глины по своей адсорбционной способности приближаются к идеально адсорбирующей среде, для которой диффузионно-адсорбционный потенциал на контакте со свободным раствором при 20°C описывается уравнением

$$E_{\text{да}} = +58 \lg \frac{\rho_\Phi}{\rho_b}. \quad (\text{I.11})$$

Знак потенциала характеризует заряд менее концентрированного раствора (раствора в скважине).

Изменение потенциалов ПС диффузионного происхождения в скважине наблюдается на границах пластов с разными адсорбционными способностями (с разной глинистостью), когда сопротивление ρ_Φ фильтрата глинистого раствора отличается от сопротивления ρ_b пластовой воды.

Рассмотрим пласт, параметр q_n которого меньше параметра q_m вмещающих его пород (например, пласт песчаника, залегающий среди глин). Примем, что пластовая вода и промывочная жидкость являются растворами NaCl , причем, как это обычно бывает, минерализация пластовой воды, одинаковая для пласта и вмещающих пород, больше минерализации промывочной жидкости.

В соответствии с изложенным на контакте вмещающих пород и пласта с промывочной жидкостью возникают диффузионно-адсорбционные потенциалы $E_{\text{да.вм}}$ и $E_{\text{да.п}}$ (рис. 17).

Под действием диффузионно-адсорбционных э. д. с. появляются токи, проходящие около границы пласта с вмещающими породами по замкнутым линиям. Алгебраическая сумма э. д. с. в токовом контуре создает в скважине на границе пласта с вмещающими породами скачок потенциалов $E_{\text{ПС}}$, называемый э. д. с. ПС пласта

$$E_{\text{ПС}} = (E_{\text{да.вм}} - E_{\text{да.п}}) = - \left(K_{\text{да.вм}} \frac{\rho_\Phi}{\rho_b} - K_{\text{да.п}} \frac{\rho_\Phi}{\rho_b} \right) = - K_{\text{ПС}} \lg \frac{\rho_\Phi}{\rho_b}, \quad (\text{I.12})$$

где $K_{\text{ПС}}$ — коэффициент э. д. с. ПС;

Знак минус в формуле (I.12) показывает, что при $\rho_\Phi/\rho_b < 1$ э. д. с. ПС пласта с меньшей адсорбционной способностью (менее глинистого пласта) отрицательный. Если минерализация пластовой воды меньше минерализации промывочной жидкости, $E_{\text{ПС}}$ против менее глинистого пласта будет положительной.

Как следует из формулы (I.12), значение $E_{\text{ПС}}$ может меняться от максимального

$$E_{\text{ПС max}} = -[58 - (-11,7)] \lg \frac{\rho_\Phi}{\rho_b} = -69,7 \left(\frac{\rho_\Phi}{\rho_b} \right)$$

до минимального $E_{\text{ПС min}} = 0$. Максимальное значение $E_{\text{ПС max}}$ наблюдается против чистого песчаного пласта ($K_{\text{да.п}} = -11,7 \text{ мВ}$), залегающего среди тонкодисперсных глин ($K_{\text{да.вм}} = 58 \text{ мВ}$, см. рис. 16, б). Минимальное значение $E_{\text{ПС min}}$ соответствует случаю отсутствия скачка потенциалов

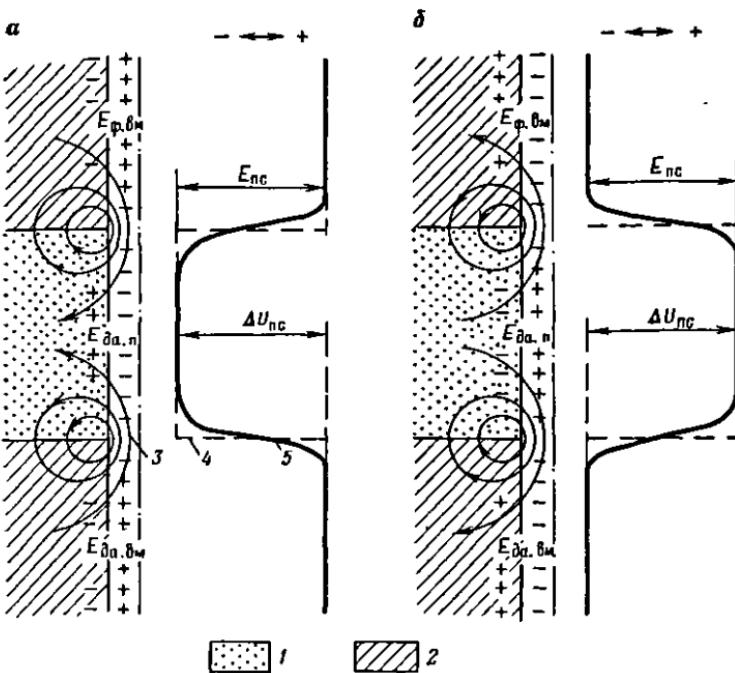


Рис. 17. Схема самопроизвольной поляризации в скважине:
а — минерализация пластовой воды больше минерализации промывочной жидкости;
б — минерализация пластовой воды меньше минерализации промывочной жидкости.
1 — песчаник; 2 — глина; 3 — токи ПС; 4 — график э. д. с. ПС; 5 — график ПС

на границе пластов, обладающих равными адсорбционными способностями (двух глинистых или двух песчаных пластов).

Потенциалы ПС в скважине могут возникать также в результате фильтрации промывочной жидкости в проницаемые пласты. Поровые каналы этих пластов образуют систему радиальных капилляров, через которые под действием перепада давлений в скважине и пластового продавливается промывочная жидкость. Это приводит к появлению на концах капилляров разности потенциалов E_ϕ , называемой фильтрационным потенциалом.

Величина E_ϕ пропорциональна удельному сопротивлению фильтрующейся промывочной жидкости и перепаду давлений Δp :

$$E_\phi = K_\phi \rho_\phi \Delta p, \quad (I. 13)$$

где K_ϕ — коэффициент фильтрационного потенциала.

Знак фильтрационного потенциала определяется направлением движения жидкости. Если гидростатическое давление столба промывочной жидкости превышает пластовое давление, что обычно наблюдается в скважинах, стенка скважины против проницаемого пласта заряжается отрицательно.

Величина фильтрационных потенциалов обычно невелика и для проницаемых пластов составляет единицы милливольт на 1 МПа перепада

давления при удельном сопротивлении раствора 1 Ом·м. Вследствие незначительной величины E_f наблюдаемые в скважинах потенциалы ПС обычно относят к потенциалам диффузионного происхождения.

§ 10. Интерпретация диаграмм ПС

На диаграмме ПС нулевая линия отсутствует. Поэтому за условный нуль отсчета потенциалов ПС принимают линию глин — прямую, проведенную параллельно оси глубин через участки кривой ПС, соответствующие пластам глин. При $\rho_f > \rho_g$ линия глин проходит по участкам кривой ПС с максимальными значениями потенциалов ПС. Против неглинистых пластов она отклоняется от линии глин в сторону отрицательных значений потенциалов ПС, образуя симметричные относительно середины пластов минимумы (отрицательные аномалии).

Когда $\rho_f < \rho_g$ (этот случай встречается значительно реже), линия глин проходит по участкам кривой ПС с минимальными значениями потенциалов ПС. Против неглинистых пластов на кривой ПС наблюдаются симметричные относительно середины пластов максимумы (положительные аномалии).

Минимальное (максимальное) показание кривой ПС против середины пласта, отсчитанное от линии глин, называется амплитудой потенциала самопроизвольной поляризации (амплитудой ПС) и обозначается $\Delta U_{\text{ПС}}$.

На рис. 18 приведены расчетные кривые ПС для одиночных пластов различных мощностей и для пачки пластов. Из кривых ПС для одиночных пластов видно, что при небольшой разнице в удельных сопротивлениях пласта, вмещающих пород и промывочной жидкости на границе пласта наблюдается резкое изменение показаний кривой ПС. Увеличение удельного сопротивления пласта и вмещающих пород по сравнению с сопротивлением промывочной жидкости приводит к выполаживанию кривой ПС на границах пласта.

При большой мощности пласта $\Delta U_{\text{ПС}}$ близко к $E_{\text{ПС}}$ пласта. С уменьшением мощности пласта, а также с увеличением удельного сопротивления пласта и вмещающих пород $\Delta U_{\text{ПС}}$ снижается относительно $E_{\text{ПС}}$.

Наблюданное соотношение между $\Delta U_{\text{ПС}}$ и $E_{\text{ПС}}$ объясняется следующим. Величина $\Delta U_{\text{ПС}}$ представляет собой падение потенциала ПС по скважине, тогда как э. д. с. $E_{\text{ПС}}$ равна полному падению потенциала по замкнутому токовому контуру. В случае пласта большой мощности почти все падение "потенциала приходится на скважину, поэтому $\Delta U_{\text{ПС}} \approx E_{\text{ПС}}$.

С уменьшением мощности и увеличением удельного сопротивления пласта (вмещающих пород) возрастает падение потенциала по пласту (вмещающим породам) и соответственно уменьшается падение потенциала по скважине. В результате $\Delta U_{\text{ПС}}$ уменьшается по сравнению с $E_{\text{ПС}}$.

Границы одиночного пласта большой мощности отбиваются в точках кривой ПС, отстоящих от линии глин на половину амплитуды $\Delta U_{\text{ПС}}$. В одиночном пласте малой мощности вследствие уменьшения

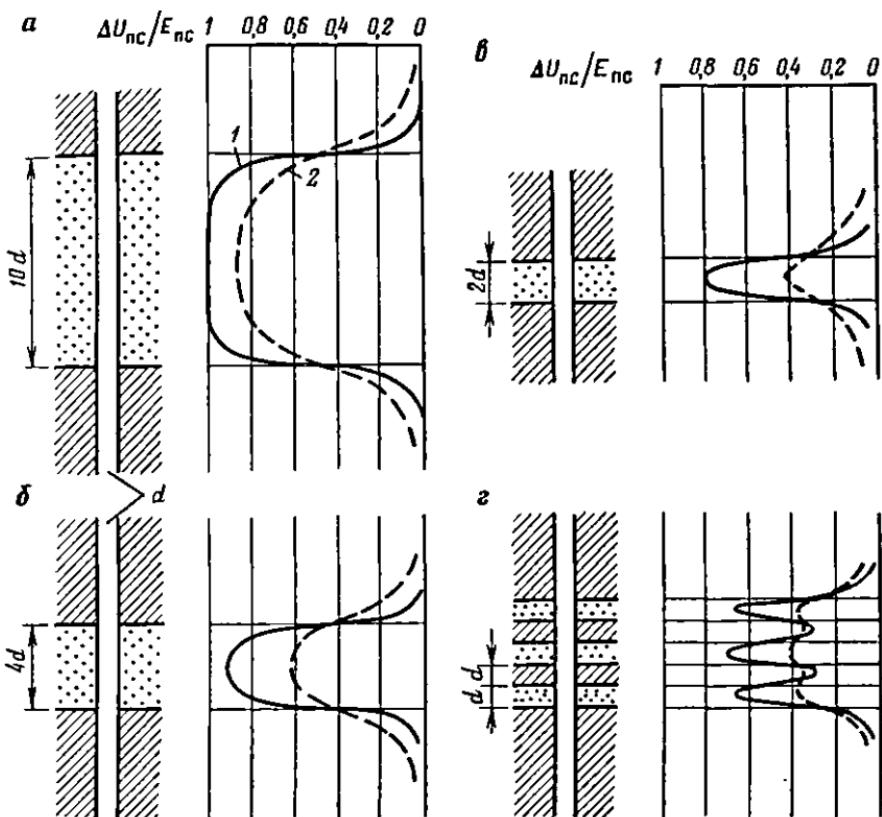


Рис. 18. Кривые ПС против одиночных пластов различных мощностей и удельных сопротивлений (а, б, в) и против пачки пластов (г):

1 — удельные сопротивления пласта ρ_n , вмещающих пород ρ_m и промывочной жидкости ρ_c одинаковы; 2 — $\rho_n = \rho_m = 20\rho_c$

амплитуды ΔU_{ps} и выполнения кривой ПС на границах пласта точки кривой, отклонения которых от линии глин равны $0,5\Delta U_{ps}$, смещены наружу от границ пласта.

В пачке пластов малой мощности, различающихся величиной E_{da} , например, при чередовании прослоев песков и глин (см. рис. 18, г), на кривой ПС наблюдается общий минимум (при $\rho_f > \rho_g$), на фоне которого локальными максимумами и минимумами выделяются отдельные прослои. Каждый из прослоев пачки отмечается тем резче, чем больше мощности пласта и прилегающих к нему прослоев, а также чем меньше различие в удельных сопротивлениях прослоев и промывочной жидкости.

При малой мощности и большом удельном сопротивлении прослоев последнее не отмечается на кривой ПС. В этом случае кривая ПС против пачки аналогична кривой против однородного пласта. Однако среднее значение амплитуды ΔU_{ps} меньше, чем против чистого песчаника. Среднее значение ΔU_{ps} против пачки зависит от содержания в ней песчаных прослоев.

При литологическом расчленении разрезов скважин по диаграммам ПС руководствуется следующим. В песчано-глинистых отложениях на кривой ПС наибольшими отрицательными аномалиями (при $\rho_f > \rho_b$) отмечаются неглинистые и слабоглинистые пески, песчаники, алевролиты и алевролиты (см. рис. 18). Глины и сильноглинистые песчано-алевритовые породы отмечаются на кривой ПС большими показаниями, совпадающими с линией глин или близкими к ней. Песчано-алевритовые породы с промежуточными значениями глинистости отмечаются отрицательными аномалиями, амплитуда которых меньше, чем для неглинистых пород.

В интервалах залегания прослоев каменного угля в результате окислительно-восстановительных процессов на контакте с промывочной жидкостью возникают э. д. с. с положительным знаком в промывочной жидкости. Поэтому прослон угля отмечаются на кривой ПС положительными аномалиями относительно линии глин.

В карбонатном разрезе наибольшими отрицательными аномалиями на кривой ПС характеризуются неглинистые известняки и доломиты независимо от их пористости. Максимальные показания соответствуют глинам, а также известнякам и доломитам с наибольшей глинистостью, когда глинистая фракция полностью заполняет поровое пространство карбонатного скелета породы. Промежуточными показаниями на кривой ПС отмечаются карбонатные породы со средними значениями глинистости.

При измерении в скважинах с минерализованной промывочной жидкостью диаграммы ПС получаются недифференцированными.

Связь показания ПС с глинистостью терригенных пород позволяет дать качественную и количественную характеристику коллекторских свойств пластов по кривой ПС. Пласти, выделяющиеся на кривой ПС большими отрицательными аномалиями, практически не содержат глинистого материала и обычно являются коллекторами. Уменьшение аномалии при постоянстве минерализации пластовых вод указывает на присутствие глинистого материала в песчаном пласте, т. е. на ухудшение его коллекторских свойств. При наличии достаточно тесных корреляционных зависимостей между пористостью и глинистостью, проницаемостью и глинистостью диаграммы ПС могут быть использованы для количественной оценки пористости и проницаемости глинистых песчаников.

При определении коэффициентов пористости k_n и проницаемости k_{np} находят амплитуду ΔU_{pc} по диаграмме ПС против изучаемого пласта и вычисляют э. д. с. E_{pc} пласта по формуле

$$E_{pc} = \Delta U / v_{pc},$$

где v_{pc} — поправочный коэффициент, учитывающий влияние геометрических (H/d , D/d) и омических (ρ_o/ρ_c , ρ_{3p}/ρ_c , ρ_{8m}/ρ_c) факторов на величину ΔU_{pc} , v_{pc} находят с помощью соответствующих палеток для заданных значений этих факторов. Затем из выражения э. д. с. $E_{pc} = K_{pc} \lg (\rho_f / \rho_b)$ находят коэффициент K_{pc} и, наконец, искомые k_n и k_{np} , используя корреляционные связи $K_{pc} = f(k_n)$; $K_{pc} = f(k_{np})$ для исследуемых отложений.

На практике при количественной интерпретации диаграмм ПС в

качестве исходного геофизического параметра вместо абсолютных значений э.д.с. Е_{ПС} обычно используют коэффициент снижения самопроизвольной поляризации против пластов (относительную амплитуду)

$$\alpha_{\text{ПС}} = E_{\text{ПС}} / E_{\text{ПСоп}}$$

равный отношению э. д. с. ПС против изучаемого, в той или иной степени глинистого, пласта к э. д. с. ПС против пласта в разрезе той же скважины, не содержащего глинистого материала и называемого опорным пластом. Величину $\alpha_{\text{ПС}}$ находят по амплитудам $\Delta U_{\text{ПС}}$ против обоих пластов, вводя в амплитуды поправки $v_{\text{ПС}}$ и при необходимости поправки, учитывающие различия в температуре и минерализации пластовой воды в изучаемом и опорном пластах. Использование коэффициента $\alpha_{\text{ПС}}$ повышает точность оценки коллекторских свойств пород за счет уменьшения влияния погрешностей регистрации диаграмм ПС и определения минерализации промывочной жидкости в скважине.

Из формулы (I. 12) следует, что при известном $K_{\text{ПС}}$ пласта можно рассчитать удельное сопротивление пластовой воды ρ_v , определив величину $E_{\text{ПС}}$ способом, описанным выше. Обычно эту задачу решают для пластов неглинистых песчаников, у которых можно принять $K_{\text{ПС}} \approx 70$ мВ.

Глава 2

РАДИОАКТИВНЫЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

При исследовании разрезов нефтяных и газовых скважин применяют гамма-каротаж, основанный на изучении естественного гамма-излучения горных пород, и методы, в которых исследуют эффект взаимодействия с горными породами излучения, создаваемого в скважине либо источником гамма-излучения (гамма-гамма-каротаж), либо источником нейтронов (нейтронный каротаж). В отличие от электрических радиоактивные методы можно применять для исследования обсаженных скважин (наряду с необсаженными) ввиду большой проникающей способности гамма-лучей и нейтронов.

Диаграммы радиоактивных методов широко используются для литологического расчленения разрезов скважин, выделения нефтегазоносных пород и определения их коллекторских свойств.

§ 1. Гамма-каротаж

При гамма-каротаже (ГК) изучают естественную радиоактивность горных пород по данным измерений интенсивности естественного гамма-излучения вдоль ствола скважины. Радиоактивность осадочных горных пород обусловлена присутствием в них радиоактивных элементов — урана, тория, актиния, продуктов их распада, а также изотопа калия ^{40}K .

Содержание радиоактивных элементов в породах измеряется в граммах радия-эквивалента на 1 т породы (г Ра-экв на 1 т). Грамм радия-эквивалента на 1 т породы равен суммарной концентрации

радиоактивных элементов, при которой в 1 т породы распадается за 1 с в среднем такое же число атомов ($3,7 \cdot 10^{10}$ атомов), как и в 1 г радия. На практике пользуются меньшей единицей — микрограммом радия-эквивалента на 1 т породы: 1 мкг Ra-экв на 1 т = $1 \cdot 10^{-6}$ г Ra-экв на 1 т.

Из осадочных пород наибольшей радиоактивностью обладают глины. Содержание радиоактивных элементов в глинах достигает 30 мкг Ra-экв на 1 т и больше, причем более радиоактивны тонкодисперсные темноокрашенные битуминозные глины морского происхождения.

Радиоактивность песков, песчаников, известняков, доломитов меньше, чем глин, и не превышает 8 мкг Ra-экв на 1 т. Для этих пород установлена достаточно тесная прямая зависимость радиоактивности от содержания глинистого материала в породе, используемая на практике при оценке глинистости пород-коллекторов по данным гамма-каротажа. Наименьшую радиоактивность, измеряемую долями единицы микрограмма Ra-экв/т, имеют породы гидрохимического комплекса: гипсы, ангидриты, каменная соль, за исключением калийной соли. Высокая радиоактивность калийных солей (до 45 мкг Ra-экв на 1 т) связана с изотопом ^{40}K , содержание которого в природной смеси изотопов калия составляет 0,012 %.

Радиоактивность породы оценивают по интенсивности I_γ естественного гамма-излучения, возникающего при распаде радиоактивных элементов.

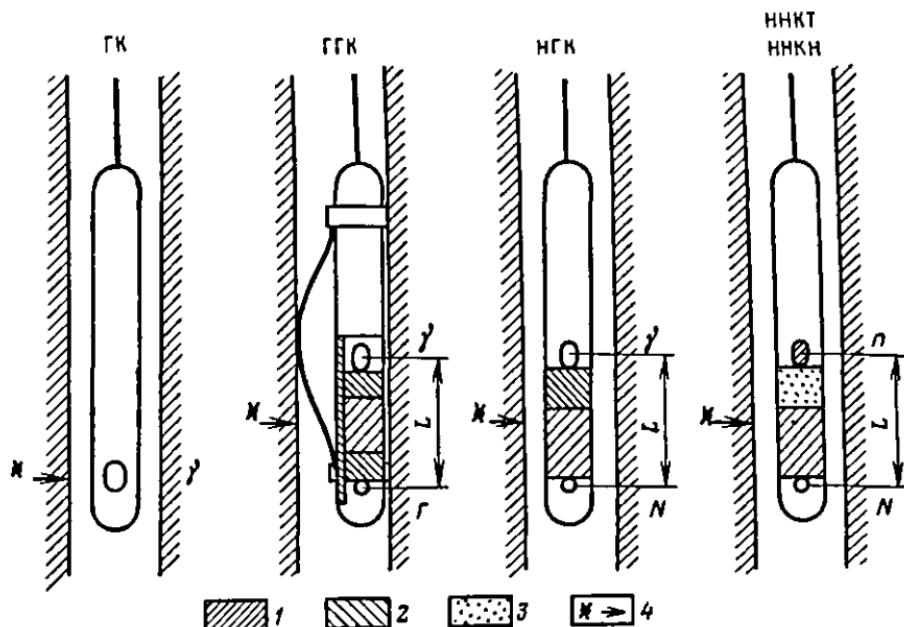


Рис. 19. Схема измерительных установок радиоактивных методов исследования скважин:

γ — детектор гамма-излучения; n — детектор нейтронов; Γ — источник гамма-излучения; N — источник нейтронов; L — длина зонда. 1 — стальной экран; 2 — свинцовый экран; 3 — парафин (или другой материал с высоким водородосодержанием); 4 — точка записи результатов измерений

Величина J_y , пропорциональная содержанию в породе радиоактивных элементов, измеряется в микрокюлонах на килограмм (мкКл/кг).

Для измерения интенсивности естественного гамма-излучения в скважину опускают детектор гамма-излучения (разрядный или сцинтиляционный счетчик) и электронную схему, размещенные внутри металлического кожуха (рис. 19). Под действием гамма-квант-излучения пород в счетчике возникают электрические импульсы, которые усиливаются и по кабелю передаются на поверхность. С помощью наземной схемы импульсы тока стандартизируются по амплитуде и длительности и преобразуются в постоянный ток, сила которого пропорциональна среднему числу импульсов в единицу времени, т. е. скорости счета. Регистрируя этот ток, получают величину измеряемой интенсивности J_y естественного гамма-излучения, а при перемещении прибора по скважине — кривую изменения J_y , называемую диаграммой ГК.

Регистрируемая интенсивность естественного гамма-излучения в основном определяется излучением породы, находящейся вблизи детектора, так как гамма-излучение от удаленных участков породы поглощается, не достигнув детектора, а радиоактивность промывочной жидкости обычно меньше радиоактивности пород.

Поглощение гамма-излучения происходит в результате взаимодействия гамма-квант с веществом по закону

$$J_t = J_{y0} e^{-\mu x}, \quad (I. 14)$$

где J_t , J_{y0} — интенсивности гамма-излучения до и после прохождения слоя вещества толщиной x ; μ — коэффициент поглощения, характеризующий уменьшение интенсивности гамма-излучения при прохождении слоя вещества единичной толщины. Величина μ растет с увеличением плотности вещества и с уменьшением энергии гамма-квант.

При измерениях в скважинах радиус исследования гамма-каротажем составляет около 30 см.

§ 2. Гамма-гамма-каротаж

В гамма-гамма-каротаже (ГГК) регистрируют гамма-излучение, создаваемое источником, расположенным в скважинном приборе на некотором заданном расстоянии от детектора (см. рис. 19). Это расстояние называют длиной зонда ГГК.

Измеряемая интенсивность J_{yyizm} складывается из гамма-излучения источника J_y , рассеянного окружающей средой, естественного гамма-излучения среды J_y и прямого, т. е. не испытавшего рассеяния в среде гамма-излучения источника J_ϕ . Для более четкого выявления эффекта взаимодействия гамма-излучения с породами, положенного в основу метода ГГК, необходимо в наибольшей степени уменьшить влияние составляющих J_y и J_ϕ на измеряемую интенсивность J_{yyizm} .

Влияние естественного гамма-излучения снижают, увеличивая мощность источника в скважинном приборе. Для ослабления прямого гамма-излучения источника между источником и детектором устанавливается экран. В результате кривая изменения J_{yyizm} , полученная при

измерениях в скважине, оказывается близкой к кривой изменения по скважине интенсивности рассеянного гамма-излучения.

При прохождении гамма-лучей через вещество наблюдаются следующие основные виды взаимодействия между ними: фотоэффект, эффект Комптона и эффект образования пар.

При фотоэффекте энергия гамма-кванта целиком передается одному из электронов атома вещества. Этот электрон выбрасывается из атома с энергией поглощенного гамма-кванта, уменьшенной на энергию связи электрона в атоме. Вероятность фотоэффекта велика, когда энергия гамма-кванта близка к энергии электрона на его орбите. Практически фотопоглощение преобладает для гамма-кванта с относительно малой энергией.

При комптоновском эффекте происходит рассеяние гамма-кванта. Гамма-квант передает часть своей энергии электрону, превращаясь в квант меньшей энергии, и движется в направлении, отличном от направления движения первичного кванта. Вероятность рассеяния пропорциональна числу электронов в единице объема вещества на пути пучка гамма-квантов и убывает с увеличением энергии гамма-квантов.

Эффект образования пар наблюдается при взаимодействии гамма-кванта с ядрами атомов. В этом случае гамма-квант переходит в пару частиц — электрон и позитрон. Вероятность образования пар растет с увеличением энергии гамма-кванта.

При исследовании ГГК нефтяных и газовых скважин основными процессами взаимодействия со средой являются рассеяние гамма-квантов на электронах среды и фотопоглощение.

В результате рассеяния энергия гамма-квантов, испускаемых источником, уменьшается. После того как она станет достаточно малой, гамма-кванты поглощаются. По мере удаления от источника вследствие распределения гамма-квантов по все большему объему их поглощения интенсивность рассеянного гамма-излучения быстро убывает. На заданном расстоянии от источника интенсивность рассеянного гамма-излучения убывает с увеличением электронной плотности среды, определяющей способность среды рассеивать и поглощать гамма-кванты.

Электронная плотность среды n_e определяется по формуле

$$n_e = \frac{z}{A} N \delta, \quad (I. 15)$$

где z — заряд ядра элемента в веществе среды; A — его атомная масса; N — число Авогадро; δ — плотность вещества среды.

Осадочные породы состоят в основном из легких элементов, для которых отношение $z/A \approx 0.5$. Поэтому электронная плотность вещества n_e пропорциональна его объемной плотности δ .

Таким образом, регистрируемая интенсивность рассеянного гамма-излучения изменяется в зависимости от плотности среды, окружающей скважинный прибор. С увеличением плотности регистрируемая интенсивность гамма-излучения уменьшается, с уменьшением плотности — растет. Следовательно, пластам, сложенным плотными породами, будут соответствовать минимумы, а пластам, сложенным породами малой плотности, — максимумы на диаграмме ГГК.

Радиус исследования ГГК мал (около 10 см). Поэтому на результаты измерений сильно влияет среда вблизи скважинного прибора: диаметр скважины, ее конструкция, плотность промывочной жидкости. С увеличением диаметра скважины и уменьшением плотности промывочной жидкости показания ГГК резко возрастают. Наличие обсадной колонны и цемента за трубами снижает показания и ухудшает дифференциацию кривой.

Для уменьшения влияния скважины на показания источник и индикатор размещают в коллимационных каналах, а сам скважинный прибор снабжают устройством для прижатия его к стенке скважины так, чтобы окна коллимационных каналов были направлены к породе.

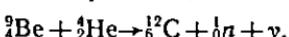
Радиус исследования ГГК несколько увеличивается с увеличением длины зонда. В практике исследования нефтяных и газовых скважин длина зонда, однако, не превышает 40 см. Применение зондов большей длины требует мощных источников гамма-излучения, что нежелательно по соображениям техники безопасности.

Большое влияние на показания ГГК оказывает промежуточный слой — глинистая корка, слой раствора на участках недостаточно плотного прилегания прибора к стенке скважины. Так как плотность промежуточного слоя меньше плотности пород, то это приводит к завышению показаний ГГК. Для учета влияния промежуточного слоя измерения ГГК в скважинах проводят одновременно двумя зондами различной длины (двумя детекторами при одном источнике гамма-излучения): малым зондом ГГК длиной 15—20 см и большим зондом длиной 35—40 см.

§ 3. Нейтронный каротаж

Нейтронный каротаж (НК) проводится при помощи скважинного прибора, содержащего источник нейтронов и расположенный на некотором расстоянии от него детектор гамма-излучения или нейтронов (см. рис. 19). Это расстояние, отсчитанное до середины детектора, называют длиной зонда.

Источником нейтронов является помещенная в ампулу смесь порошкообразного бериллия с радиоактивным элементом, обычно полонием. Нейтроны образуются в результате взаимодействия ядер атомов бериллия ^{9}Be с α -частицами ^{4}He , испускаемыми полонием:



Испускаемые источником нейтроны обладают скоростью свыше 10^9 см/с. Такие нейтроны называют быстрыми. При движении в среде, окружающей источник, нейтроны благодаря отсутствию у них электрических зарядов свободно проникают через электронные оболочки атомов среды и взаимодействуют с ядрами атомов. Это взаимодействие происходит последовательно в виде рассеяния, диффузии и захвата нейтронов ядрами атомов среды.

Рассеяние представляет собой упругое соударение нейтрона с ядром атома, при котором нейtron отдает ядру часть своей энергии (замедляется) и изменяет направление движения. Конечным результатом следующих одно за другим соударений является превращение быстрого

нейтрона в тепловой, энергия и скорость движения которого соответствуют энергии и скорости теплового движения атомов среды. Эта фаза взаимодействия нейтронов со средой называется замедлением нейтронов. Способность среды замедлять нейтроны количественно оценивается длиной замедления $L_s = 0,4r$, где r — среднее расстояние от источника до точки среды, в которой нейtron становится тепловым. Длина замедления зависит от атомных масс элементов среды.

Масса ядра определяет потерю энергии нейtronом при соударении его с ядром. Потеря энергии при каждом отдельном соударении тем больше, чем меньше масса ядра.

Для элементов среды, окружающей источник нейтронов, наибольшая потеря энергии, в среднем равная половине начальной, происходит при столкновении нейтрона с ядром атома водорода. Это объясняется практическим равенством масс нейтрона и ядра атома водорода. Поэтому замедляющая способность среды определяется в основном ее водородосодержанием. С увеличением водородосодержания уменьшается число соударений, после которых нейtron становится тепловым, длина замедления также уменьшается.

В наибольшем количестве водород содержится в воде и нефти. Поэтому замедляющая способность горной породы в основном зависит от объема заключенной в ней воды или нефти (от пористости породы) и мало зависит от литологического состава ее.

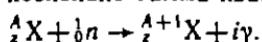
В соответствии с изложенным L_s составляет в воде 7,7 см, в породах в зависимости от содержания в них воды или нефти — от 15 до 35 см.

Следующая за замедлением фаза движения нейтронов называется диффузией тепловых нейтронов. При диффузии тепловой нейtron движется в среде без изменения своей средней энергии, пока не будет поглощен ядром одного из атомов среды.

Диффузия тепловых нейтронов характеризуется диффузионной длиной L_d и средним временем жизни τ теплового нейтрона. Диффузионная длина равна среднему расстоянию между точками, где нейtron стал тепловым и где он был поглощен ядром атома. Величина L_d в зависимости от водородосодержания пород изменяется от 2—3 см для воды, нефти и высокопористых водонасыщенных пород до 10—12 см для плотных малопористых пород. Величина τ зависит от способности среды поглощать тепловые нейтроны, определяемой количеством и сечением захвата ядер.

В водородсодержащих средах поглощающая способность тем больше, чем больше содержание водорода. Однако наряду с водородом большое влияние на поглощающие свойства среды оказывают элементы с большим сечением захвата. Одним из таких элементов, распространенных в горных породах, является хлор, присутствующий в виде раствора хлористого натрия в пластовых водах. Ядерное сечение захвата атомов хлора в 100 раз больше, чем у атомов водорода. Поэтому наличие хлора приводит к значительному повышению поглощающей способности пород.

При захвате теплового нейтрона ядром атома какого-либо элемента X образуется изотоп исходного элемента и испускается один или несколько гамма-квантов:



Возникающее гамма-излучение называется радиационным или вторичным.

По мере удаления от источника нейтронов в результате распределения по всему большему объему и поглощения количества тепловых нейтронов в единице объема среды (плотность тепловых нейтронов) уменьшается. Характер изменения плотности тепловых нейтронов с изменением расстояния до источника зависит от замедляющих и поглощающих свойств среды, т. е. в основном от ее водородосодержания.

На рис. 20 приведены кривые зависимости плотности тепловых нейтронов от расстояния до источника для однородных сред с высоким и низким водородосодержанием. В соответствии с изложенным выше кривая для среды с большим водородосодержанием падает более резко. Из сопоставления кривых следует, что вблизи источника плотность тепловых нейтронов прямо пропорциональна водородосодержанию среды. Наоборот, вдали от источника плотность тепловых нейтронов находится в обратной зависимости от водородосодержания среды.

Расстояние от источника, при котором изменяется характер зависимости плотности тепловых нейтронов от водородосодержания среды, называется инверсионной длиной. В зависимости от водородосодержания среды инверсионная длина составляет 20—30 см.

Для исследования разрезов нефтяных и газовых скважин применяют несколько видов НК.

Нейтронный гамма-каротаж (НГК). При НГК измеряют интенсивность вторичного гамма-излучения J_{γ} , возникающего при облучении пород нейтронами. При измерениях с величиной J_{γ} суммируются естественное гамма-излучение пород I_{γ} и гамма-излучение источника нейтронов J_{ϕ} , которое достигает детектора прямо, а также после рассеяния породами.

Искажающее влияние естественного гамма-излучения на результаты измерений НГК невелико в связи с применением в скважинном приборе источника нейтронов достаточно большой мощности. Влияние гамма-излучения источника нейтронов уменьшают с помощью экрана, устанавливаемого между источником и детектором. В результате получают кривую, близкую к кривой изменения вторичного гамма-излучения вдоль ствола скважины.

Интенсивность вторичного гамма-излучения пропорциональна плотности тепловых нейтронов в зоне расположения детектора, т. е. в основном

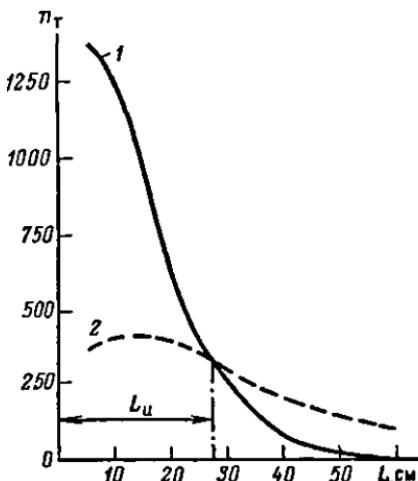


Рис. 20. Характер изменения плотности тепловых нейтронов n_t с увеличением расстояния L от источника быстрых нейтронов:

1 — среда с высоким водородосодержанием; 2 — среда с низким водородосодержанием; L_u — инверсионная длина

определяется водородосодержанием пород. На практике обычно применяют зонд НГК длиной 60 см. На диаграмме НГК, полученной с этим зондом, будет наблюдаться обратная зависимость между величиной J_{ny} и водородосодержанием (водосодержанием) пород.

Значительное влияние на показания НГК оказывает содержание в породах хлора, обладающего высокой поглощающей способностью. При захвате тепловых нейтронов ядра атомов хлора испускают гамма-кванты высоких энергий, число которых в среднем в 2,37 раза больше, чем число гамма-квантов, испускаемых ядрами атомов водорода. Поэтому в интервалах разреза с повышенным содержанием хлора (например, в пластах каменной соли) показания НГК возрастают.

Радиус исследования НГК зависит от водородосодержания пород, увеличивается от 20 до 60 см при переходе от пористых водонасыщенных пород к малопористым.

Промывочная жидкость в скважине увеличивает водородосодержание объема среды, исследуемого зондом НГК. Вследствие этого интенсивность вторичного гамма-излучения снижается. Уменьшение показаний НГК тем значительнее, чем больше диаметр скважины и чем меньше водородосодержание (пористость) пород.

При измерениях в обсаженной скважине интенсивность вторичного гамма-излучения уменьшается в результате экранирующего влияния обсадных труб. Однако относительные изменения показаний на кривой НГК, соответствующие изменению водородосодержания по разрезу, остаются практически такими же, как и в необсаженных скважинах.

Нейtron-нейtronный каротаж по тепловым нейтронам (ННКТ). В этом методе измеряют плотность тепловых нейтронов на заданном расстоянии от источника нейтронов. Аппаратура, применяемая при измерениях ННКТ, такая же, как других радиоактивных методов, только в качестве детектора вместо счетчиков гамма-квантов используют счетчики тепловых нейтронов. Под действием тепловых нейтронов, попавших в цилиндр этого счетчика, возникают электрические импульсы. Число импульсов в единицу времени характеризует плотность тепловых нейтронов. Для защиты счетчика от прямого воздействия нейтронов источника между ними устанавливается экран, состоящий из стали и водородосодержащего материала (пластмассы и т. п.).

Показания ННКТ в основном соответствуют показаниям НГК. На диаграммах ННКТ пористые породы отмечаются низкими показаниями, а плотные породы с незначительным содержанием водорода — высокими. Однако при ННКТ увеличивается влияние элементов с большой поглощающей способностью, в частности хлора. В отличие от НГК показания ННКТ уменьшаются с ростом содержания хлора в породах и промывочной жидкости.

В комплексе с НГК ННКТ применяют при контроле за процессом разработки нефтяных залежей, для чего проводят периодические измерения указанным комплексом в эксплуатационных скважинах с целью определения текущего положения водонефтяного контакта.

Нейtron-нейtronный каротаж по надтепловым нейтронам (ННКН). В этом методе измеряют плотность медленных нейтронов. Медленными, или надтепловыми, называют нейтроны, энергия которых больше энергии

тепловых нейтронов. В качестве детектора надтепловых нейтронов применяют счетчик тепловых нейтронов, окруженный слоем замедлителя и снаружи слоем кадмия. Кадмий поглощает тепловые и пропускает к счетчику только надтепловые нейтроны. Последние замедляются водородосодержащим слоем до энергии тепловых нейтронов и отмечаются счетчиком.

Плотность надтепловых нейтронов не зависит от содержания хлора в породах и промывочной жидкости, так как для этих нейтронов сечение захвата ядер атомов хлора мало отличается от сечения захвата ядер атомов других элементов. Поэтому показания ННКН определяются главным образом замедляющими свойствами пород и, следовательно, более тесно связаны с водородосодержанием (пористостью) пород, чем даниые НГК и ННКТ.

§ 4. Диаграммы радиоактивных методов для пластов различной мощности

Точкой записи кривых радиоактивных методов является середина индикатора (ГК) или середина зонда (ГГК, нейтронные методы). Регистрируемая при радиометрии скважин кривая по форме отличается от кривой, показывающей фактическое изменение радиоактивных и нейтронных свойств пластов по разрезу. Это объясняется, во-первых, усреднением излучения из объема среды, соответствующего радиусу исследования метода. Поэтому даже для пластов, резко отличающихся друг от друга по естественной радиоактивности, плотности или водородосодержанию, на кривых радиоактивных методов границы отмечаются в виде участков постепенного перехода от минимальных показаний к максимальным. Во-вторых, на форму кривой существенно влияет наличие в цепи детектора излучения интегрирующей ячейки, вызывающей большую инерцию измерительного канала.

Вследствие вероятностного характера ядерных процессов измеряемая интенсивность излучения не остается постоянной, а колеблется около среднего значения I_{cp} , вследствие чего на кривой появляются отклонения, не связанные с изменением свойств пород. Эти колебания, называемые статистической флуктуацией излучения, приводят к относительной средней квадратической погрешности измерений

$$\delta = \sqrt{I_{cp}} / I_{cp} = 1 / \sqrt{T_{cp}}. \quad (I. 16)$$

Преобразование электрических импульсов, создаваемых счетчиком радиоактивного излучения, в ток осуществляется RC-контуром, который называется интегрирующей ячейкой. Интегрирующая ячейка характеризуется постоянной времени τ , определяющей промежуток времени в секундах, в течение которого импульсы усредняются. При непрерывной регистрации кривой этот промежуток времени удваивается, и относительная погрешность

$$\delta = 1 / \sqrt{2\tau T_{cp}}. \quad (I. 17)$$

Как видно, для уменьшения погрешности измерений необходимо увеличивать скорость счета (например, применением высокоеффектив-

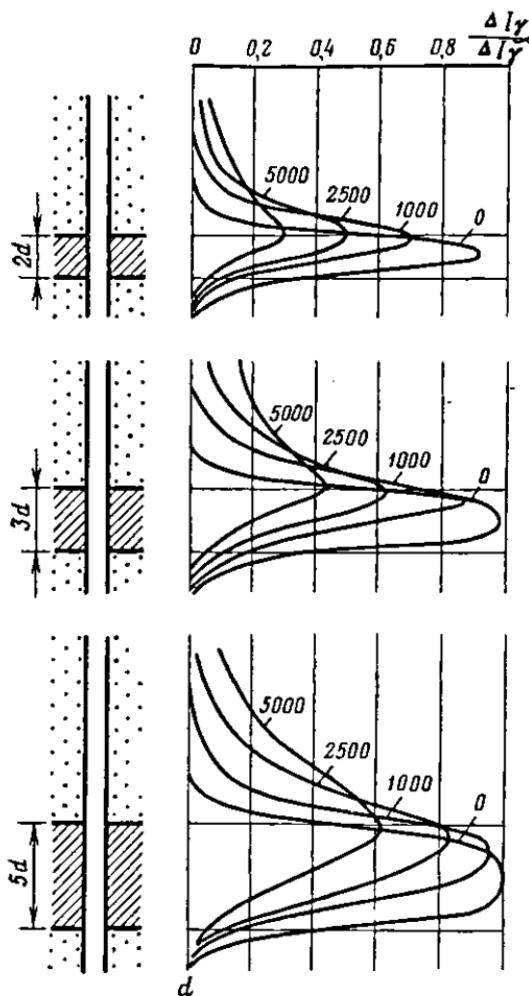


Рис. 21. Кривые гамма-каротажа против одиночных пластов:
 $\Delta I_\gamma = I_{\gamma \text{ пла}} - I_{\gamma \text{ вм}}$ — приращение регистрируемой интенсивности гамма-излучения против пласта $I_{\gamma \text{ пла}}$ относительно интенсивности гамма-излучения против вмещающих пород $I_{\gamma \text{ вм}}$. ΔI_γ^* — то же, против пласта неограниченной мощности. Шифр кривых — vt

ных детекторов, их группированием) и постоянную времени интегрирующей ячейки.

Интегрирующая ячейка искажает форму кривых радиометрии скважин. При пересечении скважинным прибором границы пластов новые показания в результате действия интегрирующей ячейки устанавливаются не сразу, а спустя некоторое время, пропорциональное постоянной t интегрирующей ячейки. В результате кривая как бы смещается в направлении движения прибора. Искажение кривой тем больше, чем большее произведение скорости v перемещения прибора по скважине на постоянную времени t .

На рис. 21 приведены расчетные кривые ГК для пластов разной мощности при различных значениях параметра vt .

При $vt = 0$ (точечные замеры, нет искажающего влияния интегрирующей ячейки) кривая симметрична относительно середины пласта. Для пластов большой мощности ($H > 3d$) амплитуда отклонения кривой

против пласта не зависит от его мощности. При $H < 3d$ амплитуда уменьшается. Границы пласта большой мощности соответствуют точкам кривой, отклонение которых равно 0,5 максимального отклонения против середины пласта.

При $\sigma t > 0$ кривая становится асимметричной относительно середины пласта, растягиваясь в направлении движения прибора (снизу вверх). Амплитуда кривой против пласта начинает снижаться при большей мощности пласта. С увеличением параметра σt отмеченные искажения кривой выражаются все более резко. Границы пласта отбиваются по началу крутого подъема и началу кругого спада кривой.

Практически аналогичны конфигурации кривых других радиоактивных методов.

§ 5. Интерпретация диаграмм радиоактивных методов

Гамма-каротаж. Определение литологического состава пород по диаграммам ГК основано на различии в естественной радиоактивности пород. Как отмечалось выше, среди осадочных пород наиболее радиоактивны глины и калийные соли. Поэтому на диаграммах ГК максимальные показания соответствуют глинам и калийным солям, минимальные — пескам, песчаникам, карбонатным породам и гидрохимическим осадкам, не содержащим калийных солей. Глинистые пески, песчаники, известняки характеризуются промежуточными показаниями, величины которых тем больше, чем выше содержание глины в породе.

У большинства пород диапазоны изменения естественной радиоактивности перекрывают друг друга, поэтому для однозначного определения пород кривые ГК рассматривают совместно с кривыми других геофизических методов. Исключением являются случаи простых разрезов, например песчано-глинистых. Когда разрез исследуемой скважины представлен песчано-глинистыми породами (см. рис. 15), на кривой ГК минимумы соответствуют пластам песков и песчаников, максимумы — пластам глин, а промежуточные показания — глинистым пескам и песчаникам.

Как видно из рис. 15, в песчано-глинистом разрезе кривая ГК в основном повторяет кривую ПС, записанную при наличии пресной промывочной жидкости в скважине (когда $\rho_f > \rho_b$). Это свойство кривых ГК широко используется для литологического расчленения разрезов при заполнении скважин соленой водой. В этом случае кривая ПС слабо дифференцирована и не может быть использована, тогда как дифференциация кривой ГК сохраняется в результате отсутствия заметного влияния минерализации глинистого раствора на показания ГК.

В разрезах, представленных карбонатными и гидрохимическими породами, на диаграммах ГК практически одинаковыми низкими показаниями отмечаются известняки, доломиты, гипсы, ангидриты, каменная соль (рис. 22). Показания ГК повышены против глинистых разностей этих пород и максимальны против пластов глин, калийных солей, а также против пластов, обогащенных радиоактивными веществами. В подобных разрезах кривые ГК обычно используются только для

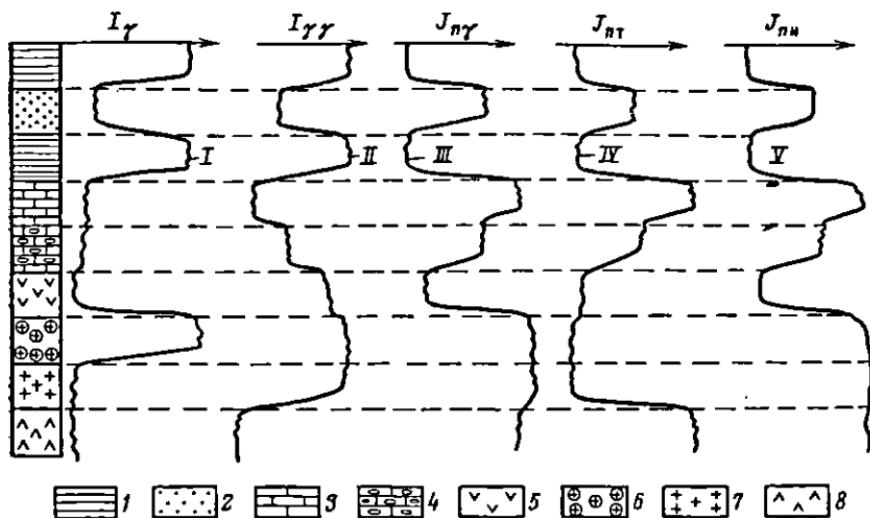


Рис. 22. Характеристика горных пород по диаграммам радиоактивных методов исследования скважин:

Кривые I — ГК, II — ГГК, III — НГК, IV — ННКТ, V — ННКН. 1 — глины; 2 — песчаники и песчаники; 3 — известняки плотные; 4 — известняки пористые и кавернозные; 5 — гипс; 6 — калийная соль; 7 — каменная соль; 8 — ангидрит

выделения глинистых отложений, которые обычно не являются коллекторами.

Гамма-гамма-каротаж. Эффективность применения ГГК для литологического расчленения разрезов скважин определяется тем, насколько различаются между собой породы разных литологических типов по объемной плотности, от которой показания ГГК находятся в обратной зависимости.

Плотность породы δ_n зависит от минералогической плотности δ_m скелета, коэффициента пористости k_n и плотности флюида $\delta_{\text{ж}}$, заполняющего поры породы:

$$\delta_n = (1 - k_n) \delta_m + k_n \delta_{\text{ж}}. \quad (\text{I. 18})$$

Плотность песчано-глинистых и карбонатных пород в основном определяется их пористостью (пустотностью) и изменяется в относительно широком интервале ($1,3$ — 3 г/см 3). Это объясняется большой разницей между плотностью твердого скелета и плотностью флюида в порах и сравнительно малым изменением плотности основных породообразующих минералов. Например, минералогическая плотность для песчаников около $2,65$ г/см 3 , известняков $2,7$ г/см 3 , доломитов $2,85$ г/см 3 . Плотность пластовой воды не превышает $1,2$ г/см 3 .

Интервалы изменения плотности песчано-глинистых и карбонатных пород перекрываются, что ограничивает возможность однозначного разделения этих пород по диаграммам ГГК.

Плотность гидрохимических осадков (ангидрит, гипс, каменная соль и др.) в основном определяется их минералогической плотностью,

так как пористость этих пород незначительна и достаточно постоянна. У отдельных литологических разностей плотность изменяется незначительно и в среднем составляет: для ангидрита $2,9 \text{ г}/\text{см}^3$, гипса $2,3 \text{ г}/\text{см}^3$, каменной соли $2,1 \text{ г}/\text{см}^3$.

Таким образом, гидрохимические осадки хорошо дифференцируются по плотности. Плотность их обычно значительно отличается от плотности вмещающих пород, что позволяет уверенно выделить их по диаграммам ГГК.

Пониженнную плотность, резко отличающуюся от плотности вмещающих песчано-глинистых пород, имеют ископаемые угли: от $1,2 \text{ г}/\text{см}^3$ для бурых углей до $1,65 \text{ г}/\text{см}^3$ для антрацита. В соответствии с изложенным ископаемые угли, каменная соль, высокопористые разности песчаных и карбонатных пород отмечаются повышенными, плотные известняки, ангидриты — пониженными показаниями на кривых ГГК (см. рис. 22). Высокие показания наблюдаются также для глин, против которых образуются каверны. Поэтому диаграммы ГГК рассматривают совместно с кавериограммами.

Нейтронный каротаж. Результаты измерений методами НК в основном определяются водородосодержанием пород. Чем больше последнее, тем меньшими показаниями характеризуются породы на диаграммах НК.

В горных породах водород содержится в воде, нефти и углеводородных газах, заполняющих поры породы, а также в химически связанный воде, присутствующей в глинистых минералах, гипсе и некоторых других минералах. Среди горных пород в наибольшем количестве водород находится в глинистых породах (глинах, аргиллитах, мергелях), заключающих значительное количество как поровой, так и химической связанный воды. Поэтому глинистые осадки отмечаются минимальными показаниями на диаграммах НК (при зондах больших размеров). Плотные породы (малопористые известняки и доломиты, ангидриты, плотные сцепментированные песчаники), содержащие мало воды вследствие низкой пористости, характеризуются максимальными показаниями на диаграммах НК.

Промежуточные показания наблюдаются против песков, песчаников, алевролитов, пористых разностей карбонатных пород.

В разрезах нефтяных и газовых скважин встречаются породы, обладающие аномальными нейтронными свойствами. К ним относятся гипсы, содержащие большое количество химически связанный воды и отмечаемые минимальными показаниями, и каменная соль, которая обладает высокой поглощающей способностью для тепловых нейтронов благодаря большому содержанию хлора и отмечается неодинаково на диаграммах различных методов НК. На диаграммах НГК против пластов каменной соли наблюдаются аномально высокие значения интенсивности вторичного гамма-излучения. На диаграммах ННК эти пласти отмечаются минимумами, а на диаграммах ННКН они не выделяются среди других плотных пород.

Содержание водорода в нефти и воде примерно одинаково. Поэтому нефтеносные и водоносные пласти с одинаковым литологическим составом и пористостью не различаются по данным нейтронных методов. Исключение составляют случаи, когда пластовая вода сильно минерализована.

зована (содержит много хлора). Тогда против водоносных пластов показанияены на диаграммах НГК и понижены на диаграммах ННКТ по сравнению с показаниями против нефтеносных пластов.

Газоносные пласти отмечаются высокими показаниями, близкими к показаниям против плотных пород, что связано с незначительным содержанием водорода в газе.

Различия в показаниях против коллекторов, обусловленные характером насыщающего их флюида, часто не наблюдаются на диаграммах, зарегистрированных в необсаженных скважинах. Это объясняется проникновением фильтрата промывочной жидкости в пористые и проницаемые пласти и оттеснением ею пластовых флюидов за пределы радиуса исследования.

По диаграммам радиоактивных методов определяют глинистость (ГК) и пористость (ГГК, НК) коллекторов.

Измерения радиоактивными методами отличаются особенностями, которые исключают возможность непосредственного использования показаний на диаграммах при количественной интерпретации. Одна из них — наличие сторонних (фоновых) излучений, регистрируемых одновременно с изучаемым и подлежащим исключению из показаний, снимаемых с диаграмм. Другая особенность — зависимость показаний от рабочей (спектральной) характеристики детектора, обычно не остающейся постоянной даже у разных детекторов одного типа. Следовательно, для обеспечения сопоставимости диаграмм, полученных разными приборами одного типа, их необходимо эталонировать.

Одним из способов эталонирования является выражение интенсивности измеряемого излучения J_x в пласте x в единицах относительного разностного параметра:

$$\Delta J = \frac{J_x - J_{\text{оп}1}}{J_{\text{оп}2} - J_{\text{оп}1}},$$

где $J_{\text{оп}1}$, $J_{\text{оп}2}$ — интенсивности измерения, найденные по той же диаграмме в двух опорных средах (пластиах) с известными свойствами. Параметр ΔJ не зависит от особенностей индивидуальных характеристик приборов, а также — от особенностей скважинных условий измерений, если последние одинаковы для изучаемого и опорных пластов.

Для примера рассмотрим методику определения k_n коллекторов по данным НГК, базирующуюся на тесной связи между показаниями НГК и объемной (поровой) влажностью ω неглинистых и незаглаживанных пород, в скелете которых отсутствует химически связанный вода.

В разрезе исследуемой скважины выбирают два опорных пласта с известной пористостью (водородосодержанием). Такими пластами обычно являются размытые глины с минимальной интенсивностью $J_{n\gamma\min}$ на диаграмме НГК, эквивалентная пустотность которых принимается равной 40 %, и пласти наиболее плотных пород с максимальной по разрезу интенсивностью $J_{n\gamma\max}$, пустотность (водородосодержание) которых устанавливают по данным других геофизических методов или по керну в той же или соседних скважинах. Обычно она составляет 1—3 %.

На палетке экспериментальных кривых $J_{n\gamma} = f(\omega)$ выбирают кривую, соответствующую типу прибора НГК, применявшегося в исследуемой

скважине, и диаметру исследуемой скважины, и с ее помощью строят эталонный график

$$\Delta J_{ny} = \frac{J_{nyx} - J_{ny\min}}{J_{ny\max} - J_{ny\min}} = f(\omega_x),$$

для которого значения J_{nyx} , $J_{ny\min}$, $J_{ny\max}$, соответствующие текущей переменной ω_x и постоянным ω_{op} опорных пластов в исследуемой скважине, находят по палеточной кривой.

По диаграмме НГК против изучаемых и опорных пластов устанавливают средние значения регистрируемой интенсивности J_{nyp} . В значения J_{nyp} последовательно вводят следующие поправки.

1. Для тонких пластов — поправку за влияние мощности пласта H и параметра ut . Приведенное к пласту неограниченной мощности значение $(J_{nyp})_\infty$ находят из выражения, определяющего коэффициент снижения амплитуды кривой против пласта

$$v_i = \frac{(J_{nyp})_H - (J_{nyp})_{Bm}}{(J_{nyp})_\infty - (J_{nyp})_{Bm}},$$

где $(J_{nyp})_H$, $(J_{nyp})_{Bm}$ — показания кривой НГК против пласта и против пород, подстилающих пласт. Величину v_i определяют по палетке кривых $v_i = f(H)$, построенных для различных значений ut .

2. Поправку за естественное гамма-излучение — по формуле

$$J_{ny} = J_{nyp}^\infty - \xi J_{nyp},$$

где J_{nyp} — показание, снимаемое с кривой ГК против тех же пластов; ξ — коэффициент, учитывающий различие чувствительностей каналов НГК и ГК.

3. Поправку за отклонение фактического диаметра скважины от номинального вследствие размыва пород или образования глинистой корки на стенке скважины. В обоих случаях наблюдается снижение J_{ny} , для учета которого величину J_{ny} умножают на поправочный коэффициент $\eta_d(\eta_{GK})$, больший единицы и устанавливаемый по соответствующим палеткам.

Затем для изучаемого пласта находят фактическое значение относительно параметра ΔJ_{ny} , по которому определяют объемную влажность породы ω с помощью эталонного графика $\Delta J_{ny} = f(\omega)$. Если порода не содержит химически связанный воды, то $k_n = \omega$. Для глинистых пород $k_n = \omega - \omega_{cs}$, где ω_{cs} — объемное содержание химически связанный воды в глине. Величину ω_{cs} находят по C_{ta} , определяемой из данных ГК.

Эффективным способом уменьшения искажающего влияния условий измерений на результаты НК является применение двухзондовых скважинных приборов, содержащих один источник нейтронов и два детектора излучения, расположенных на различных расстояниях от источника. Такие приборы применяются в компенсированном методе ННКТ. Измерительная схема двухзондового ННКТ дополняется вычислителем отношения показаний малого n_m и большого n_b зондов, обеспечивающим запись диаграммы отношений n_m/n_b в функции глубины скважины.

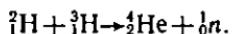
Регистрируемые в процессе измерений отношения показаний двух зондов значительно слабее, чем показания каждого детектора, зависят от условий измерений, благодаря чему повышается точность определения пористости коллекторов.

Установлено, что отношение показаний малого и большого зондов ННКТ, приведенное к показаниям в пресной воде, линейно зависит от объемного водосодержания породы ω : $n_{m3}/n_{b3}k_b = f(\omega)$, где $k_b = n_{bm3}/n_{bb3}$ — отношение показаний тех же зондов в пресной воде. Это дает возможность проградуировать шкалу отношений n_{m3}/n_{b3} на диаграмме двухзондового прибора ННКТ в единицах объемного водосодержания пород по разрезу скважины.

При интерпретации в отсчитанные по диаграмме значения $\omega_{яз}$ вводят небольшие по величине поправки за отклонения фактического диаметра исследуемой скважины, толщины глинистой корки, минерализации и плотности промывочной жидкости (при необходимости — также химического состава скелета породы) от эталонных (градуировочных) значений этих параметров, обусловленные некоторым различием влияния перечисленных факторов на показания обоих детекторов двухзондового прибора.

§ 6. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж

В импульсном нейтрон-нейтронном каротаже (ИННК) измеряют плотность тепловых нейтронов по стволу скважины с помощью индикатора, расположенного на некотором заданном расстоянии от импульсного генератора нейтронов. В импульсном генераторе нейтроны создаются при помощи линейного ускорителя, в котором ионы дейтерия (^2H) ускоряются сильным электрическим полем и бомбардируют мишень, содержащую тритий (^3H). При этом происходит ядерная реакция



Поток нейтронов образуется в виде кратковременных импульсов во время подачи на ускоритель высокого напряжения с частотой 400 Гц. Испускаемые генератором нейтроны обладают энергией 14 Мэв.

Детектор, включаемый synchronno с генератором, измеряет плотность тепловых нейтронов в промежутки времени между импульсами нейтронов, посыпаемыми генератором. Момент включения детектора определяет так называемое время задержки t_3 измерений после прекращения импульса; длительность включения характеризует время или ширину «окна» t_0 измерений.

При ИННК регистрируется кривая изменения плотности тепловых нейтронов с глубиной скважины при постоянных заданных значениях времени задержки и ширины «окна». Несколько кривых, полученных в одной и той же скважине при различных временах задержки, позволяют установить изменение во времени после окончания импульса плотности тепловых нейтронов против различных пластов.

При достаточно большом времени задержки плотность тепловых нейтронов n уменьшается по закону

$$n = n_0 e^{-\frac{t}{\tau_n}}, \quad (1.19)$$

где n_0 — начальная плотность тепловых нейтронов; τ_n — среднее время жизни тепловых нейтронов в пласте.

Согласно (1.19), n убывает тем скорее, чем меньше τ_n . Следовательно, при одном и том же времени задержки плотность тепловых нейтронов против различных пластов (показания ИННК) изменяется в прямом соответствии с изменением τ_n пластов: пласти, характеризующиеся меньшими значениями τ_n , отмечаются меньшей плотностью тепловых нейтронов (меньшими показаниями ИННК), и наоборот.

Значения τ_n характеризуют поглощающую способность пластов и определяются содержанием элементов с большим сечением захвата, в первую очередь хлора. С увеличением содержания хлора в пласте значение τ_n резко уменьшается. Например, при достаточно высокой минерализации пластовой воды среднее время жизни тепловых нейтронов в водоносных песчаниках равно 90—110 мкс, в нефтеносных песчаниках 260—300 мкс. Это дает возможность по диаграммам ИННК надежно определять ВНК по переходу от низких показаний в водонасыщенной части пласта к высоким показаниям в нефтенасыщенной части пласта.

Если зарегистрировано несколько кривых при различных временах задержки, можно определить τ_n пласта по формуле (1.19) и далее оценить нефтеводонасыщенность пласта по формуле

$$\frac{1}{\tau_n} = k_n \left(\frac{k_b}{\tau_b} + \frac{1 - k_b}{\tau_n} \right) + \frac{1 - k_n}{\tau_{ск}}, \quad (1.20)$$

где τ_b , τ_n , $\tau_{ск}$ — среднее время жизни соответственно в воде, нефти и скелете породы.

В этом случае значения τ_b , τ_n , $\tau_{ск}$, а также k_n должны быть известны заранее.

Наряду с ИННК на практике применяют также его модификацию — импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК). В ИНГК измеряют интенсивность вторичного гамма-излучения, создаваемого импульсами нейтронов от генератора.

Чувствительность ИННК (ИНГК) к изменению содержания хлора в пластах (изменению τ_n) во много раз больше, чем методов НГК и НКТ. Это способствует эффективному применению ИННК (ИНГК) для изучения динамики перемещения ВНК и изменения водонефтенасыщенности в продуктивных пластах при разработке месторождений.

Глава 3

АКУСТИЧЕСКИЕ И ТЕРМОМЕТРИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Акустический каротаж

Акустический каротаж (АК) основан на изучении упругих свойств горных пород по наблюдениям в скважине за распространением упругих волн. Применяемый в АК скважинный прибор имеет источник упругих колебаний и расположенные на некотором расстоянии от него один или два приемника (рис. 23). При перемещении прибора по скважине регистрируют кривую изменения времени пробега упругой волной расстояния между источником и приемником (при одном приемнике) или расстояния между двумя приемниками. Это время обратно пропорционально скорости распространения упругой волны в среде, окружающей прибор. Поэтому данная модификация называется акустическим каротажем по скорости (АКС).

Другой модификацией АК является акустический каротаж по затуханию (АКЗ), с помощью которого изучают способность горных пород поглощать (ослаблять) упругие колебания. В АКЗ регистрируют кривую изменения по стволу скважины амплитуды упругой волны, прошедшей расстояние от источника до приемника или расстояние между приемниками.

В качестве источника и приемников упругих волн применяются магнитострикционные (а также пьезоэлектрические) преобразователи электрической энергии в колебательную и наоборот.

Магнитострикционный преобразователь представляет собой катушку с сердечником из сплава с высоким коэффициентом магнитострикции. Через катушку преобразователя, служащего источником колебаний, пропускают электрические импульсы частотой 10—25 Гц. Каждый импульс тока, проходя по обмотке, создает магнитное поле, вызывающее упругую деформацию сердечника. В исходное состояние сердечник возвращается, совершая в течение непродолжительного времени колебания с частотой, соответствующей его собственной частоте колебаний (20—30 кГц). Колебания сердечника передаются контактирующему с ним раствору и далее распространяются во все стороны в виде упругой волны.

В противоположность излучателю магнитострикционный приемник воспринимает упругие колебания окружающей среды и преобразует их в электрические сигналы на выходе приемника.

На рис. 23, а показан кратчайший путь продольной волны, первой приходящей к приемникам, для обычного на практике случая, когда скорость распространения упругих колебаний в породе больше, чем в промывочной жидкости ($V_p > V_c$). Путь ИА продольная волна проходит по промывочной жидкости со скоростью V_c . На стенке скважины одна часть волны отражается, другая — преломляется и идет по породе со скоростью V_p . Для преломленной волны справедливо равенство

$$\sin \alpha_1 / \sin \alpha_2 = V_c / V_p \quad (I. 21)$$

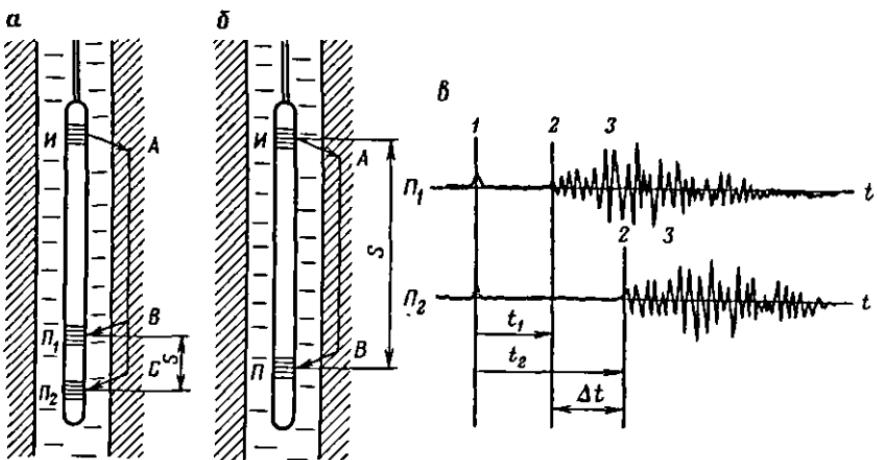


Рис. 23. Схема измерения АК по скорости распространения упругих волн:
 а — трехэлементный зонд; б — двухэлементный зонд; в — волновая картина во времени t упругих колебаний, воспринимаемых приемниками. И — излучатель; П, Π_1 и Π_2 — приемники; S — база. 1 — момент посылки импульса упругих колебаний излучателем; 2 — первое вступление продольной (головной) волны; 3 — поперечная волна по породе и продольная волна по промывочной жидкости; Π_1 , Π_2 — путь упругой волны

где α_1 и α_2 — соответственно углы падения и преломления.

Путь AB (AC) преломленной волны соответствует критическому углу падения i , при котором угол преломления α_2 равен 90° :

$$\sin i = V_c / V_p.$$

Преломленная волна, скользя вдоль стенки скважины, возбуждает в скважине колебания P_{121} , которые улавливаются приемником (путь $B\Pi_1$ и $C\Pi_2$).

При прохождении продольной волны через границу промывочной жидкости с породой в последней образуется обменная поперечная волна P_1S_2 , скорость распространения которой приблизительно в 1,7 раза меньше скорости продольной волны. Таким образом, за продольной волной по породе (головной волной) к приемнику подойдут продольная волна по промывочной жидкости P_1 (прямая волна по пути IP_1 , IP_2) и поперечная волна по породе $P_1S_2P_1$. Различие во времени прихода к приемнику продольной и поперечной волн зависит от соотношения V_p и V_c . Эти волны могут частично или полностью перекрываться, в результате чего волновая картина колебаний приемника приобретает сложный вид (см. рис. 23, в).

Время пробега упругой волны измеряют по первым вступлениям ее (начальным отклонениям) на приемники. Если применяется двухэлементный зонд ($I-\Pi$), то измеряют время t от момента возбуждения излучателем упругой волны до первого вступления на приемник продольной волны по породе. При использовании трехэлементного зонда ($I-\Pi_1-\Pi_2$) измеряют интервальное время $\Delta t = t_2 - t_1$, равное разности времени первых вступлений волны на приемники. Отсчет времени t

или Δt после каждого импульса излучателя и усреднение его за несколько импульсов осуществляется непрерывно с помощью электронной схемы, размещенной частично в скважинном приборе, частично на поверхности. Регистрирующий прибор, подключенный к выходу электронной схемы, записывает диаграмму АКС при перемещении прибора по скважине. Кривая t градуируется в микросекундах (мкс), кривая Δt — в микросекундах на метр (мкс/м).

Параметрами зонда АК являются его база S и длина L . База двухэлементного зонда равна расстоянию от излучателя до приемника, трехэлементного — расстоянию между приемниками. Точка записи кривых АК относится к середине базы. База ограничивает интервал пород, влияющих на результаты измерений. Породы, находящиеся вне этого интервала, не влияют на показания АК.

Длина двухэлементного зонда равна его базе, трехэлементного — расстоянию от излучателя до средней точки между приемниками. Длину зонда выбирают такой, чтобы головная волна приходила к приемникам раньше прямой волны по промывочной жидкости и была достаточно интенсивной даже в породах с большим поглощением волн. Эти требования соблюдаются при $L=1,5 \div 2$ м.

Чтобы исключить возможность поступления упругой волны к приемникам по корпусу скважинного прибора, между элементами зонда устанавливают акустические изоляторы, сильно поглощающие упругие колебания. Для уменьшения помех, возникающих от механических колебаний и вибраций при перемещении скважинного прибора, последний амортизируется (покрывается слоем резины).

На показания зонда АКС с одним приемником значительно влияет скважина, так как в длину пути, пробегаемого упругой волной от излучателя до приемника, входят участки по промывочной жидкости. Поэтому изменение диаметра скважины и положения в ней скважинного прибора искажает диаграммы.

Скважина не влияет на результаты измерений зондом с двумя приемниками. Как видно из рис. 23, для каждого из приемников длина участков пути упругой волны по скважине одинакова. Поэтому разница в пути, проходимом волной от излучателя до первого и второго приемников, равна участку BC , т. е. расстоянию между приемниками. При изменении диаметра скважины кривые Δt искажаются лишь в интервалах глубин, когда изменение диаметра приурочено к промежутку между приемниками.

В АКЗ двухэлементным зондом измеряют амплитуду колебаний, соответствующих продольной волне по породе. С помощью электронной схемы амплитуда преобразуется в пропорциональное ей напряжение в милливольтах (мВ) или вольтах (В), которое записывается регистрирующим прибором в виде кривой в функции глубины скважины. Для повышения чувствительности метода обычно измеряют интегральное значение амплитуды, т. е. сигнал, соответствующий некоторым периодам колебаний продольной волны за первым вступлением.

С трехэлементным зондом регистрируются кривая амплитуд A_1 волны, приходящей к ближнему приемнику, и кривая изменения с глубиной логарифма отношения амплитуд волны на обоих приемниках.

$\lg(A_1/A_2)$. Последняя кривая характеризует ослабление α_n продольной волны на единицу длины

$$\alpha_n = \frac{20}{S} \lg \frac{A_1}{A_2} \quad (I.22)$$

и градуируется в децибеллах на метр (дБ/м).

Измерения АК проводят в скважинах, заполненных жидкостью. Наличие жидкости обеспечивает акустический контакт излучателя и приемников с окружающей средой. В растворе, насыщенном газом, акустический контакт прибора со средой нарушается, а в сухой скважине отсутствует.

Радиус исследования АК зависит от длины волны упругих колебаний и при частоте колебаний 20—30 кГц не превышает 30 см.

По данным АК определяют скорость распространения упругих волн в породах, пересеченных скважиной, и поглощающие свойства пород. Скорость распространения упругих волн зависит от упругих свойств минерального скелета породы, ее пористости (пустотности), структуры пустотного пространства и от упругих свойств флюидов, заполняющих это пространство. Чем более монолитна порода вследствие цементации и воздействия горного давления, чем меньше пористость породы, тем больше в ней скорость распространения упругих волн. Наименьшие значения скорости (1500—2500 м/с) имеют рыхлые высокопористые породы: пески, глины, рыхлые песчаники. Высокие значения скорости (3000—6000 м/с) наблюдаются в сильноцементированных малопористых песчаниках и гидрохимических осадках. Наибольшими значениями скорости (5000—7500 м/с) характеризуются плотные кристаллические карбонатные породы.

В широких пределах изменяются также поглощающие свойства горных пород.

Энергия упругой волны, пропорциональная квадрату амплитуды колебаний, по мере удаления от источника уменьшается. Это происходит в результате распределения ее во все большем объеме среды, поглощения ее горными породами, не являющимися идеально упругими, и рассеяния волны, обусловленного неоднородностью среды. Для условий измерений в АКЗ (ультразвуковая частота колебаний, постоянство мощности излучателя, частоты колебаний и интервала пробега волны, на котором определяется ее затухание) регистрируемая амплитуда колебаний в основном зависит от поглощающей способности пород. Убывание амплитуды описывается приближенной формулой

$$A = A_0 K_L e^{-\alpha_n L}, \quad (I.23)$$

где A_0 и A — амплитуды колебаний соответственно в начале и конце интервала пробега L ; K_L — коэффициент, учитывающий долю энергии, рассеянной на стенке скважины при образовании головной продольной волны; α_n — амплитудный коэффициент поглощения, являющийся количественной характеристикой поглощающей способности пород. Для различных пород α_n меняется от 5,5 до 22 дБ/м. Наименьшими значениями α_n характеризуются плотные породы. С увеличением пустотности и глинистости, а также газонасыщенности пород α_n растет.

Наличие связи показаний АК с геологическими свойствами пород позволяет использовать его для уточнения литологического состава, оценки пористости и характера насыщения коллекторов.

§ 2. Интерпретация диаграмм акустического каротажа

На рис. 24 приведены расчетные кривые АКС против одиночных пластов различной мощности H для случая, когда во вмещающих породах скорости распространения упругих волн $v_{\text{вм}}$ одинаковы. Как видно, в этом случае кривые симметричны относительно середины пласта. Против пласта наблюдается участок (плато) с постоянным значением времени t или Δt , ограниченный наклонными прямыми.

Для пласта большой мощности ($H > S$) интервалы глубин наклонных участков равны базе зонда. Границы пласта отмечаются посередине наклонных участков. Плато против пласта имеет протяженность $H - S$ и соответствует ординатам:

при измерениях двухэлементным зондом

$$t = S/v_n + 2t_c; \quad (I.24)$$

при измерениях трехэлементным зондом

$$\Delta t = S/v_n. \quad (I.25)$$

Здесь v_n — скорость распространения упругих волн в пласте; t_c — время пробега волн в скважине.

Для пласта малой мощности ($H < S$) интервалы глубин наклонных участков равны мощности пласта. Границы пласта соответствуют точкам кривой, отстоящим от начала наклонных участков в сторону пласта на расстоянии $S/2$. Протяженность плато против пласта равна $S - H$, ординаты плато:

при измерениях двухэлементным зондом

$$t = H/v_n + (S - H)/v_{\text{вм}} + 2t_c; \quad (I.26)$$

при измерениях трехэлементным зондом

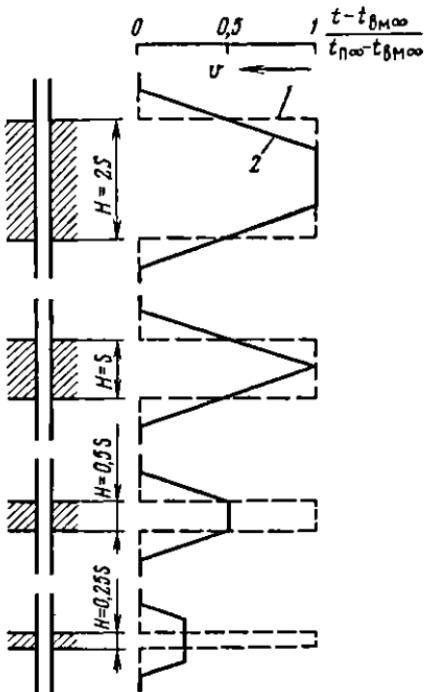
$$\Delta t = H/v_n + (S - H)/v_{\text{вм}}. \quad (I.27)$$

В действительности на границах пластов часто наблюдается постепенная смена литологического состава пород, вследствие чего пластовые скорости изменяются плавно. При наличии переходной зоны скоростей на кривой времени соответственно наблюдается плавный переход от показаний против вмещающих пород к показаниям против пласта.

Из рис. 24 видно, что по мере уменьшения мощности пласта соответствующее показание на кривой времени все более отличается от значения времени для мощного пласта, приближаясь к значению времени во вмещающих породах. Вследствие этого ухудшается выделение по кривой тонких пластов.

Кривые АКЗ против пластов с различной поглощающей способностью по форме сходны с рассмотренными кривыми времени.

Рис. 24. Кривые АКС против однородных пластов различной мощности: Кривые: 1 — скорости распространения упругих волн, 2 — времени; $t_{\text{им},\infty}$ и $t_{\text{п},\infty}$ — время пробега упругой волны на базе зонда соответственно во вмещающих породах и в пласте



Определение литологического состава пород по диаграммам АК основано на различии скоростей распространения и затухания упругих волн для разных пород. Плотные породы (сильносцементированные малопористые песчаники, плотные известняки, доломиты, ангидриты) отмечаются наиболее низкими значениями времени пробега и наиболее высокими значениями амплитуд упругих волн (рис. 25). Глинам соответствуют максимальные показания на кривых времени и минимальные — на кривых амплитуд. Это обусловлено как упругими свойствами глин (малая скорость распространения и большое поглощение упругих волн), так и наличием против каверн. Породы-коллекторы (слабосцементированные песчаники, пористые известняки и доломиты) отмечаются промежуточными показаниями на кривых времени и амплитуд. Чем больше пористость коллектора, тем меньше различие в показаниях АК против коллектора и против глин.

Как видно из сопоставления кривых АК с кривой КС (см. рис. 25), наблюдается прямое соответствие между кривыми КС и амплитуд и обратное — между кривыми КС и времени пробега упругих волн.

Вода, нефть и газ, заполняющие пустотное пространство пород, характеризуются различными значениями скорости распространения упругих волн. Значение скорости в воде несколько изменяется в зависимости от минерализации, температуры и давления. В среднем его можно принять равным 1600 м/с. Значение скорости в нефти 1300—1400 м/с, в метане 430 м/с (зависит от давления и температуры). Поэтому при равенстве прочих условий (литологического состава, пористости и др.) скорость распространения упругих волн в нефтеносном пласте меньше, чем в водоносном; еще ниже она в газоносном пласте. В том же порядке уменьшаются амплитуды колебаний упругих волн. Указанные различия упругих свойств растут с увеличением пористости коллекторов. Благодаря этому по кривым АК можно определить характер насыщения коллекторов, если радиус исследования превышает глубину зоны проникновения, в которой изменение насыщенности в значительной степени нивелируется фильтратом промывочной жидкости.

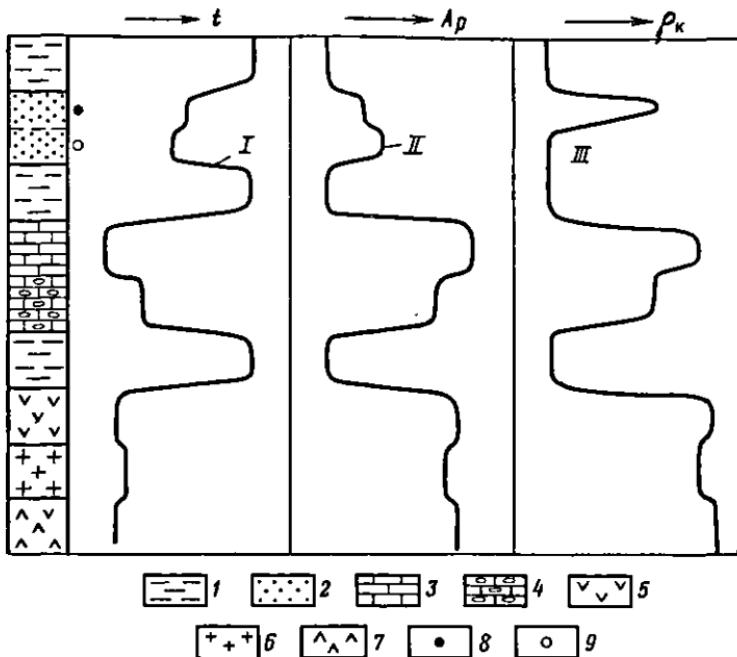


Рис. 25. Сопоставление кривых АКС (I) и АКЗ (II) упругих волн с кривой КС потенциал-зонда (III):

I — глины; 2 — песчаники; 3 — известняки плотные; 4 — известняки пористые; 5 — ангидриты; 6 — каменная соль; 7 — гипсы; 8 — нефтенасыщенный коллектор; 9 — водонасыщенный коллектор

Радиус исследования АК можно увеличить, применяя низкочастотный (1—5 кГц) излучатель упругих колебаний. В этом случае удается определять положение ВНК и ГЖК по данным исследований в обсаженных скважинах при жестком контакте цементного кольца с колонной и стенкой скважины.

По диаграмме АКС находят коэффициент пористости горных пород, используя линейную связь между Δt и k_n :

$$\Delta t = \Delta t_{ck} (1 - k_n) + \Delta t_{jk} k_n, \quad (I.28)$$

где Δt_{ck} и Δt_{jk} — интервальное время соответственно для минерального скелета и жидкости в порах.

Для определения пористости по Δt необходимо знать Δt_{ck} и Δt_{jk} . Величины их принимают равными усредненным значениям для пород различных литологических типов и насыщающих вод, либо уточняют применительно к особенностям изучаемого разреза. Усредненное значение Δt_{ck} равно, мкс/м: для слабосцементированных песчаников 182; для плотных песчаников 170; для известняков 156; для доломитов 141. Усредненное значение $\Delta t_{jk} = 600$ мкс/м.

Найденное $k_{n, AKS}$ соответствует истинному значению k_n пород в условиях естественного залегания, если они сцементированные, слабоглинистые, водонасыщенные. Когда эти условия не соблюдаются, величину

$k_{\text{нАКС}}$, завышенную по сравнению с истинным k_n , исправляют за остаточное содержание нефти или газа в зоне проникновения продуктивных пород; за уплотнение рыхлых пород под действием горного давления; за содержание глины, значительно отличающейся от других минералов в скелете по упругим свойствам.

АК применяют также для контроля цементирования скважин и фотографирования методом ультразвуковой эхолокации стенок скважины, заполненной промывочной жидкостью или нефтью. Фотографирование осуществляется с помощью скважинного акустического телевизора (САТ).

В САТ импульсы упругих колебаний частотой 1 мГц от пьезоэлектрического преобразователя, вращающегося с частотой 3—4 об/с, проходят через акустически прозрачную перегородку в кожухе скважинного прибора и падают на стенку скважины. Отраженные от нее упругие колебания принимаются тем же преобразователем, превращаясь в электрические сигналы, усиливаются, детектируются и передаются по кабелю в наземную панель для модуляции яркости луча кинескопа. Каждым импульсом на стенке скважины исследуется площадка диаметром около 18 мм. Так как скважинный прибор перемещается по оси скважины с постоянной скоростью, то площадки образуют винтовую линию, шаг которой определяется скоростью подъема прибора и скоростью вращения преобразователя. Начало каждой строчной развертки, соответствующей одному обороту преобразователя, привязывается к одной и той же образующей скважинного прибора. Перед экраном кинескопа синхронно с перемещением скважинного прибора протягивается фотопленка, на которой рядом расположенные строки образуют непрерывное изображение развертки стенки скважины.

Дифференциация по тонам на фотографиях САТ, пропорциональная изменению отражательной способности стенки скважины, зависит от состояния (шероховатости) поверхности, акустического сопротивления среды, диаметра скважины и свойств жидкости в скважине. В местах нарушения поверхности происходит частичное или полное поглощение сканирующего импульса, что приводит к появлению темных участков на фотографии, форма которых соответствует геометрии дефектов поверхности. В соответствии с этим исследования САТ в открытом стволе позволяют выделить каверны, трещины, желобы и определить их размеры; расчленить тонкослоистые интервалы при существенном различии (не менее чем в 1,5 раза) отражательной способности слагающих их пород. Исследования в обсаженной скважине дают возможность установить местоположение, характер и размеры дефектов труб, а также местоположение и количество перфорационных отверстий.

§ 3. Термометрия скважин

При использовании этого метода измеряют температуру вдоль ствола скважины для изучения естественного теплового поля Земли и выявления тепловых аномалий при бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Данные термометрии используют при изучении геологического

строения месторождений нефти и газа и для контроля за техническим состоянием скважин.

Температуру в скважинах измеряют с помощью скважинного термометра сопротивлений, действие которого основано на изменении сопротивления датчика (металлического проводника или термистора) под влиянием температуры. Температуру среды, в которой находится термометр, определяют путем измерения сопротивления датчика, помещенного в термометр.

Изменение сопротивления проводника при изменении его температуры (т. е. температуры среды, окружающей проводник) описывается формулой

$$R_t = R_{T_0} [1 + \alpha (T - T_0)],$$

где R_t и R_{T_0} — сопротивление проводника соответственно при данной температуре T и начальной температуре T_0 ; α — температурный коэффициент проводника. Отсюда искомая температура среды

$$T = T_0 + \frac{R_t - R_{T_0}}{\alpha R_t} = T_0 + c \Delta R, \quad (1.29)$$

где T_0 и $c = 1/\alpha R_t$ — постоянные термометра.

Чтобы измерить температуру по стволу скважины, необходимо определить изменение сопротивления датчика при перемещении термометра по скважине.

Применяют различные способы измерения сопротивления датчика: 1) токовый, при котором через датчик пропускают электрический ток постоянной силы и измеряют разность потенциалов на концах датчика; 2) частотный, при котором датчик подключают в колебательный контур и измеряют частоту электрических колебаний на выходе контура; последняя пропорциональна сопротивлению датчика.

T_0 , c и t (постоянная времени) определяются экспериментально. t характеризует быстроту восприятия температуры окружающей среды и, следовательно, определяет допустимую скорость перемещения прибора по скважине. Численно она равна промежутку времени в секундах, в течение которого термометр, перенесенный из среды с одной температурой в среду с другой температурой, воспримет 0,63 разности температур этих сред. Постоянная времени термометров равна 3—0,5 с, допустимая скорость перемещения по скважине составляет 400 м/ч и выше.

Термограммы регистрируют при спуске термометра, чтобы исключить искажающее влияние перемешивания раствора.

С увеличением глубины температура в недрах постепенно растет. Быстрота нарастания температуры характеризуется геотермическим градиентом G , показывающим изменение температуры в $^{\circ}\text{C}$ при увеличении глубины на 100 м.

В процессе бурения в скважине циркулирует промывочная жидкость, температура которой отличается от температуры окружающих пород. Между породами и скважиной происходит теплообмен, в результате чего температура пород в слое, прилегающем к скважине, отличается от естественной.

После прекращения циркуляции промывочной жидкости скважина и прилегающие к ней участки пород постепенно воспринимают естественную температуру пород, и в скважине устанавливается состояние теплового равновесия с окружающими породами. Время, в течение которого скважина должна находиться в покое, чтобы в ней наступило тепловое равновесие с породами, зависит от многих факторов (начальной разности температур, длительности циркуляции промывочной жидкости в скважине, диаметра скважины, тепловых свойств пород) и для глубоких скважин составляет 10 сут и более.

Температуры измеряют в необсаженных и обсаженных скважинах как до установления в них теплового равновесия с породами — методом неустановившегося теплового режима, так и при тепловом равновесии — методом установившегося теплового режима.

Метод установившегося теплового режима. Термограмма, зарегистрированная при установившемся тепловом режиме, представляет собой кривую изменения естественных температур по разрезу скважины и называется геотермой. Наклон кривой к оси глубин определяется величиной геотермического градиента на данной глубине (рис. 26).

Геотермический градиент зависит от плотности теплового потока q и удельного теплового сопротивления пород ξ

$$\Gamma = q \xi.$$

При горизонтальном залегании пластов плотность теплового потока достаточно постоянна и геотермический градиент прямо пропорционален ξ .

Среди осадочных пород наибольшие значения удельного сопротивления и геотермического градиента соответствуют глинам и глинистым сланцам, меньшие — неглинистым песчаникам и карбонатным породам, минимальные — гидрохимическим отложениям (ангидритам, каменной соли).

Метод неустановившегося теплового режима. Когда температуры в скважине и окружающих породах различаются между собой, выравнивание их величин происходит с неодинаковой для различных пород скоростью. Последняя находится в прямой зависимости от параметра a , называемого удельной температуропроводностью пород

$$a = 1 / (c\delta\xi), \quad (1.30)$$

где c и δ — соответственно удельная теплоемкость и плотность породы. Значения c и δ для пород изменяются в небольших пределах и поэтому параметр a в основном определяется удельным тепловым сопротивлением пород (обратная зависимость).

Сущность метода сводится к регистрации ряда последовательных кривых изменения температур по скважине в процессе восприятия ею температуры пород T_n . Если температура промывочной жидкости T_p выше температуры пород T_n , то породам с повышенной температуропроводностью (песчаникам, известнякам, гидрохимическим осадкам) соответствуют пониженные показания, а породам с пониженной температуропроводностью (глинам) — повышенные показания на термограмме (рис. 27). Обратное соотношение наблюдается при $T_p < T_n$.

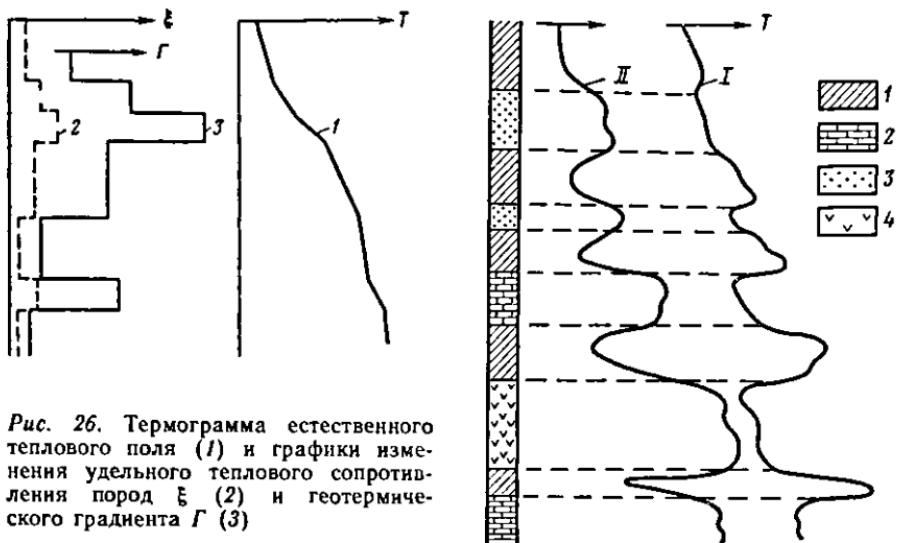


Рис. 26. Термограмма естественного теплового поля (1) и графики изменения удельного теплового сопротивления пород ξ (2) и геотермического градиента T (3)

Рис. 27. Кривые температур, полученные при неустановившемся тепловом режиме в скважине:

I — $T_p > T_n$; II — $T_p < T_n$. 1 — глины; 2 — известняки; 3 — песчаники; 4 — ангидриты

По термограммам в разрезе скважины можно выделить газоносные пласти. Они отмечаются интервалами пониженных температур, возникающих вследствие охлаждения при расширении газа, поступающего из пласта в скважину.

Исследования высокочувствительными электрическими термометрами позволяют установить малые температурные изменения в скважинах, которые могут возникать, в частности, в результате тепловых эффектов, сопровождающих работу продуктивных пластов в действующих скважинах. На этом основано применение термометрии для выделения работающих пластов при контроле за разработкой нефтяных месторождений.

При интерпретации термограмму, записанную в действующей скважине, совмещают с геотермой, служащей базисной кривой, в интервалах неискаженного естественного теплового поля (например, в зумпфе скважины). Интервалы поступления флюида из пластов отмечают резко увеличенным градиентом температур по сравнению с непроницаемыми перемычками, где он близок к нулю. Это связано с калориметрическим смешением притекающего из пласта флюида с восходящим потоком в скважине. Исключение составляет нижний отдающий пласт, подошву которого устанавливают по резкому положительному приращению температуры, вызванному дроссельным эффектом поступающей в скважину жидкости.

Глава 4

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН

К геохимическим методам изучения разрезов скважин относятся методы газового и люминесцентно-битуминологического анализа промывочной жидкости и шлама. Одновременно с геохимическими исследованиями регистрируются данные, характеризующие параметры бурения скважины (скорость проходки и расход промывочной жидкости). Эти исследования проводят непрерывно в процессе бурения скважин (обычно поисково-разведочных и опорных) для выделения в разрезе и предварительной оценки пластов, содержащих нефть и газ.

§ 1. Метод газового анализа промывочной жидкости

При проходке нефтегазоносных пластов газ, свободный и растворенный в нефти и воде в пустотном пространстве разбуренного объема породы, поступает в промывочную жидкость, циркулирующую по скважине, и выносится вместе с ней на поверхность. Схема газового анализа промывочной жидкости, выходящей из скважины, приведена на рис. 28.

Газ извлекается из промывочной жидкости при помощи дегазатора 1, устанавливаемого в желобе для слива промывочной жидкости, возможно ближе к устью скважины. Дегазатор представляет собой камеру, в которую подается промывочная жидкость; из камеры непрерывно отсасывается воздух вакуумным насосом 11. Создаваемые при этом понижение давления и механическое воздействие (перемешивание, разбрзгивание) обеспечивают выделение части газа из промывочной жидкости, находящейся в камере дегазатора. Выделяющийся газ смешивается с воздухом в камере дегазатора, образуя газовоздушную смесь, которая направляется далее к приборам для газового анализа по вакуумной линии 2. Для обеспечения постоянства степени дегазации и условий работы приборов газового анализа в вакуумной линии поддерживаются неизменными скорость газовоздушного потока и разрежение, контролируемые соответственно ротаметром 4 и вакуумметром 10.

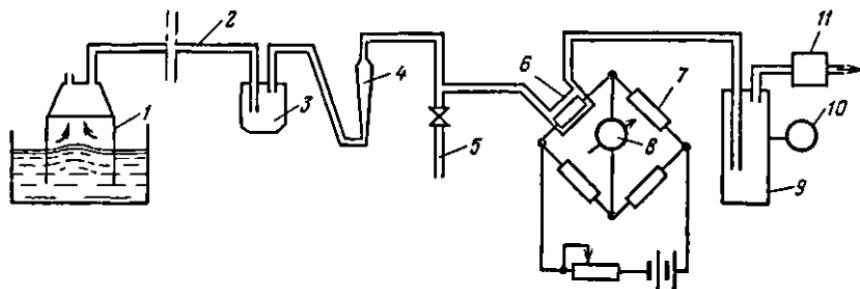


Рис. 28. Схема газового анализа промывочной жидкости:

1 — дегазатор; 2 — вакуумная линия; 3 — отстойник; 4 — ротаметр; 5 — отвод к хроматографу; 6, 7 — камеры соответственно с рабочим и компенсационным плечами мостика газоанализатора; 8 — регистрирующий прибор; 9 — баллон; 10 — вакуумметр; 11 — вакуумный насос

Емкость 9 сглаживает колебания в линии, обусловленные работой вакуумного насоса.

Газовоздушная смесь очищается от механических примесей и капель жидкости в отстойнике 3 и поступает на чувствительный элемент 6 газоанализатора.

На практике применяют газоанализаторы термохимические и по теплопроводности. В термохимическом газоанализаторе чувствительный элемент представляет собой камеру с платиновой проволокой, пакированной электрическим током до определенной температуры. При пропускании через камеру газовоздушной смеси горючие газы, содержащиеся в смеси, сгорают. Платиновая проволока служит катализатором, активно способствующим горению газов в воздухе. Выделяющаяся при горении теплота повышает температуру платиновой проволоки, в результате чего ее сопротивление увеличивается.

Газоанализатор по теплопроводности основан на измерении теплопроводности газовоздушной смеси, пропускаемой через камеру с нагретым чувствительным элементом. Примеси углеводородных газов изменяют теплопроводность смеси. При этом изменяется количество теплоты, отводимой газовоздушным потоком из камеры, и сопротивление чувствительного элемента изменяется пропорционально содержанию углеводородных газов в смеси.

Измерительная схема газоанализатора представляет мост, одним плечом которого служит спираль чувствительного элемента 6, вторым — такая же спираль в компенсационной камере 7. Сопротивления остальных плеч выбирают такими, чтобы при пропускании через рабочую камеру газоанализатора чистого воздуха мост находился в равновесии. Мост питается постоянным током, напряжение обеспечивает необходимый накал спиралей.

Содержание углеводородных газов определяют по величине силы тока в измерительной диагонали моста. Когда через газоанализатор проходит чистый воздух, мост находится в равновесии, и ток в измерительной диагонали равен нулю. При наличии углеводородных газов в газовоздушной смеси сопротивление спирали чувствительного элемента увеличивается, в результате чего равновесие моста нарушается. В измерительной диагонали появляется ток, пропорциональный содержанию углеводородных газов в смеси.

Газоанализатор калибруется в единицах процентного содержания углеводородных газов в газовоздушной смеси путем пропускания через него смеси газов известного состава.

В измерительную диагональ моста включен регистрирующий прибор 8, с помощью которого записывают кривую суммарного содержания углеводородных газов в смеси (суммарные газопоказания $G_{\text{сум}}$) в функции глубины скважины.

В интервалах разреза, характеризующихся повышенными газопоказаниями, а также в перспективных на нефть и газ интервалах проводят компонентный анализ состава углеводородных газов, извлекаемых из промывочной жидкости. Для этого применяется хроматограф, основными узлами которого являются разделительная колонка, газоанализатор и регистрирующий прибор.

Разделительная колонка представляет собой трубку, заполненную сорбентом и подогреваемую электрическим током. Через трубку с потоком воздуха пропускается порция исследуемой газовоздушной смеси из вакуумной линии через отвод с краном 5. Содержащиеся в смеси углеводороды сорбируются, а затем, при нагревании трубки, десорбируются и с воздушным потоком направляются в газоанализатор. В измерительную диагональ газоанализатора включен прибор, регистрирующий изменение во времени содержания углеводородов, отгоняемых из разделительной колонки.

Адсорбционная способность различных углеводородных газов неодинакова, она возрастает с увеличением их молекулярной массы. Поэтому при нагревании разделительной колонки из нее последовательно выделяются и поступают на газоанализатор отдельные компоненты смеси углеводородов в порядке возрастания их молекулярной массы: метан, этан, пропан и др. В соответствии с этим регистрирующий прибор записывает последовательность пик (хроматограмму), каждый из которых характеризует процентное содержание отдельного компонента в смеси углеводородов.

При газометрии скважин одновременно с диаграммой суммарных газопоказаний регистрируется также диаграмма продолжительности проходки T_1 (мн/м), представляющей собой величину, обратную скорости бурения v , м/ч:

$$T_1 = 60/v. \quad (I.31)$$

Она используется при интерпретации данных газового анализа промывочной жидкости и для расчленения разрезов скважин по механическим свойствам горных пород.

Кроме того, регистрируется также диаграмма расхода промывочной жидкости на выходе из скважины $Q_{\text{вых}}$, л/с. Вместе с диаграммой продолжительности проходки она используется, во-первых, для привязки газопоказаний к истинным глубинам скважины. Для этого определяют отставание — время, в течение которого порция промывочной жидкости перемещается от забоя к устью скважины. Истинная глубина скважины, которой соответствует показание газового анализа, равна разности между фактической глубиной скважины в момент анализа пробы промывочной жидкости и интервалом проходки за время отставания. Во-вторых, по значениям продолжительности проходки и расхода глинистого раствора находят величину коэффициента разбавления E , равного отношению объема прошедшей по скважине промывочной жидкости к объему выбуренной породы. Он используется для перехода от суммарных газопоказаний к газонасыщенности пластов.

§ 2. Интерпретация диаграмм газометрии промывочной жидкости

Основные задачи интерпретации диаграмм газометрии промывочной жидкости — выделение и предварительная оценка газонефтесодержащих пластов в разрезе скважины. Решение этой задачи до окончания бурения скважины позволяет наметить перспективные интервалы для проведения в них промыслового-геофизических исследований после бурения и обеспе-

чивает надежную оценку характера насыщения коллекторов, выделенных по данным этих исследований.

Интерпретацию начинают с выделения на диаграмме суммарных газопоказаний участков, характеризующихся показаниями, превышающими фоновые не менее чем в 3 раза. Фоновыми называются газопоказания, наблюдаемые по всему разрезу скважины или в пределах значительных интервалов, которые возникают за счет постоянной газовой составляющей разбуриваемых пород, вследствие неполной дегазации промывочной жидкости в циркуляционной системе после проходки газо-нефтесодержащих пород, при попадании в раствор смазки и нефти.

Большой фон затрудняет, а иногда не позволяет выделить в разрезе скважины пласти, содержащие газ и нефть. Влияние его в этом случае можно исключить путем проведения газометрии как выходящей из скважины, так и входящей в нее промывочной жидкости и определения разности газопоказаний (с учетом величины отставания входящей промывочной жидкости).

Промывочная жидкость обладает свойством структурообразования. Поэтому ее движение в кольцевом зазоре между стенкой скважины и наружной поверхностью бурильной колонны характеризуется переменным профилем скоростей: скорость потока возрастает от нуля вблизи стенок зазора до максимальной в средней части зазора. Это определяет особенности конфигурации газовых аномалий, соответствующих газо-нефтесыщенным пластам, на кривых газометрии промывочной жидкости (рис. 29).

Рассмотрим форму теоретической кривой газометрии против газоносного пласта большой мощности (см. рис. 29, а).

Большая мощность пласта обуславливает наличие полностью газонасыщенного объема промывочной жидкости в кольцевом пространстве. Приближенно можно считать пластом большой мощности такой пласт, время разбуривания которого t_b больше времени t_p движения промывочной жидкости с газом от забоя до устья скважины. Для пласта малой мощности, наоборот, $t_b < t_p$.

Точка А кривой соответствует моменту входа долота в пласт. В интервале подъема кривой АВ промывочная жидкость в средней части потока газонасыщена, а на периферийных участках кольцевого зазора она еще не содержит газа. В интервале ВС весь объем промывочной жидкости в кольцевом пространстве газонасыщен, и на кривой наблюдается пласт с максимальными показаниями. Точка С соответствует моменту выхода долота из газонасыщенного пласта. В интервале спада кривой CD промывочная жидкость в средней части потока не содержит газа, однако в периферийных частях она еще газонасыщена. Протяженность интервалов АВ и CD зависит от профиля распределения скоростей на верхнем и нижнем фронтах потока газонасыщенной промывочной жидкости. Границы газоносного пласта отбиваются по началу подъема и началу спада кривой.

На кривой газометрии против пласта малой мощности, во-первых, отсутствует плато (участок ВС), во-вторых, максимальное отклонение кривой от фоновых показаний меньше при той же газонасыщенности пласта (см. рис. 29, б). Это связано с тем, что в любом сечении кольце-

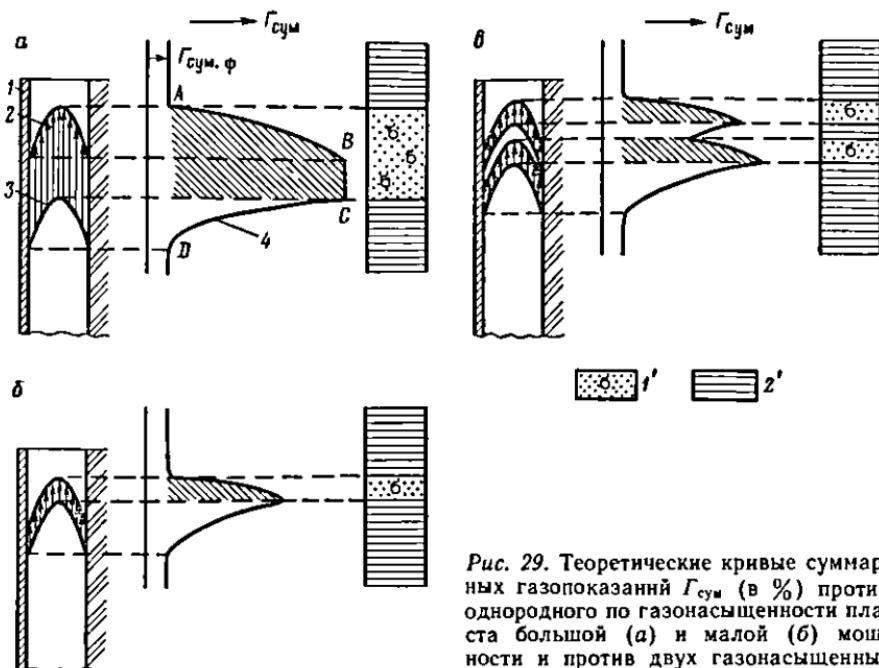


Рис. 29. Теоретические кривые суммарных газопоказаний $\Gamma_{\text{сум}}$ (%) против однородного по газонасыщенности пласта большой (а) и малой (б) мощности и против двух газонасыщенных пластов малой мощности (в):

1 — бурильная колонна; 2 и 3 — соответственно верхний и нижний фронты потока газонасыщенной промывочной жидкости, соответствующего разбуренному газоносному пласту; 4 — кривая суммарных газопоказаний. 1' — газонасыщенный песчаник; 2' — глина; $\Gamma_{\text{сум}, \text{ф}}$ — фоновые газопоказания; А, В, С, Д — характерные точки кривой $\Gamma_{\text{сум}}$ против газонасыщенного пласта

вого пространства между верхним и нижним фронтами газонасыщенной промывочной жидкости часть сечения занята жидкостью, не содержащей газа. Как и в предыдущем случае, кровля пласта отбивается по началу подъема, подошва — по началу спада кривой.

В случае двух пластов малой мощности и одинаковой газонасыщенности на кривой газометрии не отмечается спада до фоновых показаний на участке между пластами; максимум против нижнего пласта больше по сравнению с максимумом против верхнего пласта (см. рис. 29, в). Эти особенности кривой обусловлены влиянием разбуренного верхнего газоносного пласта.

Фактические кривые газометрии скважин обычно имеют более сложный вид. Поэтому, а также ввиду возможных погрешностей в определении отставания промывочной жидкости границы газонефтеносных пластов уточняют по диаграммам промыслового-геофизических методов.

Суммарные газопоказания зависят не только от газонасыщенности пластов, но и от параметров, характеризующих работу измерительной аппаратуры и режим бурения. Для исключения влияния искажающих факторов переходят от суммарных к приведенным газопоказаниям $\Gamma_{\text{пр}}$, определяющим, какой объем газа (при нормальных условиях) содержится в единице объема выбуренной породы:

$$\Gamma_{\text{пр}} = 10^{-3} k_d \Gamma_{\text{сум}} E, \quad (I.32)$$

где k_d — коэффициент дегазации, равный количеству газа в единице объема промывочной жидкости, приходящемуся на 1 % содержания газа в газовоздушной смеси, проходящей через газоанализатор; k_d — определяют периодической калибровкой аппаратуры газового анализа.

Приведенные газопоказания характеризуют не начальную, а остаточную газонефтенасыщенность пластов. Это объясняется тем, что в процессе бурения промывочная жидкость проникает в породу под долотом прежде, чем порода разбурена, и оттесняет газ и нефть в глубь пласта. Остаточная газонефтенасыщенность уменьшается с увеличением проницаемости пласта. Например, для хорошо прони-

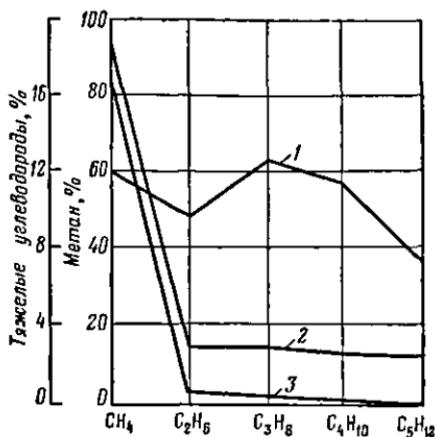


Рис. 30. Пример эталонных кривых компонентного состава газа для районов Саратовского Поволжья (по Л. М. Чекалину).

Пласти: 1 — нефтесодержащий, 2 — нефтегазосодержащий, 3 — газосодержащий

цаемых песчаных пластов она составляет около 20 %, тогда как для карбонатных коллекторов низкой проницаемости она мало отличается от начальной (потеря газа за счет опережающей фильтрации промывочной жидкости не превышает 10 %).

Пласти, характеризующиеся повышенными показаниями на диаграммах газометрии, могут соответствовать газоносным пластам, содержащим скопления природного газа, нефтеносным пластам с растворенным (попутным) газом и водоносным (непродуктивным) пластам с растворенным газом или остаточной нефтью. Для определения характера насыщения пластов и отделения продуктивных пластов от водоносных используют значения приведенных газопоказаний $\Gamma_{\text{пр}}$. С этой целью фактическую величину Γ_{ϕ} для исследуемого пласта сравнивают с величинами $\Gamma_{\text{пр}}$, характеризующими типовые продуктивные залежи данного района, и на основании этого оценивают насыщение исследуемого пласта. Полученный результат уточняют по данным хроматографического анализа газа.

Соотношение между отдельными компонентами углеводородных газов в смеси различно для газоносных, нефтеносных и водоносных пластов и достаточно постоянно в пределах отдельных районов и участков разреза (рис. 30). На основании этого по данным компонентного анализа газа из ранее пробуренных скважин изучаемого или соседнего месторождения со сходными условиями строят эталонные графики относительного содержания различных компонентов для пластов, характер насыщения которых установлен опробованием. Оценку пластов по новым пробуренным скважинам осуществляют путем сопоставления результатов компонентного анализа газа с эталонными графиками.

§ 3. Люминесцентно-битуминологический метод

Люминесцентно-битуминологический метод, основанный на свойстве битумов люминесцировать при облучении их ультрафиолетовыми лучами, применяется для выявления нефтесодержащих пород в разрезе скважины. Люминесцентно-битуминологическому анализу подвергают пробы шлама и грунтов.

Анализ проводят с помощью люминоскопа, представляющего собой светонепроницаемую камеру, снабженную источником ультрафиолетового света. Исследуемый образец помещают внутрь камеры и через смотровое окно в корпусе камеры наблюдают свечение образца.

Характерные показатели люминесценции вещества — цвет и интенсивность (яркость) свечения его. Цвет люминесценции нефти зависит от состава и, следовательно, от плотности ее. Легкие нефти с относительно повышенным содержанием масел люминесцируют голубоватым цветом, тяжелые нефти с повышенным содержанием смол и асфальтенов — желто-бурым и коричневым.

Яркость свечения определяется содержанием нефти в исследуемом образце. При малом ее содержании (менее 1 %) яркость свечения возрастает пропорционально содержанию нефти. Сопоставляя цвет и интенсивность люминесценции изучаемых образцов с цветом и интенсивностью люминесценции эталонов, содержащих известные количества нефти данного типа, можно судить о примерном качественном содержании и качественном составе нефти в образцах.

Для более точного определения содержания нефти в пласте проводят экстрагирование образцов породы (шлама, грунтов) хлороформом и петролейным эфиром и измеряют оптическую плотность экстрактов на электрофотоколориметре.

Хлороформом экстрагируются все компоненты нефти (битума из битуминозных пород) — масла, смолы, асфальтены, тогда как петролейным эфиром — только масла и смолы, являющиеся более подвижными компонентами. Высокое содержание асфальтенов характерно для окисленных (остаточных) нефтей и битумов.

По измеренной оптической плотности хлороформенного экстракта ($D_{\text{хл}}$) и массе образца породы, пользуясь эталонными кривыми для типовых залежей данного района, определяют суммарное содержание нефти (битума) в образце (в %). По оптической плотности петролейно-эфирного экстракта ($D_{\text{п.эф}}$) и разности ($D_{\text{хл}} - D_{\text{п.эф}}$) находят соотношение легких и тяжелых компонентов и оценивают характер пластового флюида.

Геохимические исследования — важная составная часть геологотехнологического контроля за процессом бурения, при котором с помощью автоматизированной системы сбора и оперативной обработки технологической и геолого-геофизической информации в процессе бурения скважин решают следующие задачи: выбор оптимального режима отработки долот в заданном интервале и контроль за состоянием долота и забойного двигателя; выбор оптимального режима промывки скважины; предупреждение осложнений в бурении; выделение коллекторов; оценка характера насыщения, емкостных и фильтрационных

свойств коллекторов; литологическое расчленение разреза скважины; прогнозирование зон аномально высоких пластовых давлений.

Таким образом, геолого-технологический контроль в процессе бурения повышает геологическую эффективность поисково-разведочных работ на нефть и газ и сокращает цикл строительства скважин.

§ 4. Отбор образцов пород со стенки скважины боковыми грунтоносами

Прямые сведения о литологическом составе и коллекторских свойствах горных пород получают по керну, отбираемому в процессе бурения скважин. Обычно бурение с отбором керна ограничивается только перспективными интервалами, при этом вынос керна часто недостаточно полный. В связи с этим возрастает значение отбора образцов со стенок пробуренной скважины, который осуществляют после геофизических исследований и предварительного изучения геологического разреза по геофизическим данным и материалам бурения в интервалах, характеристика которых недостаточно ясна.

На практике применяют стреляющие, сверлящие и дисковые прizматические грунтоносы.

Стреляющий грунтонос состоит из корпуса с гнездами (стволами), в которые устанавливают пороховой заряд с электровоспламенителем и бойки, снабженные пустотелыми наконечниками, заостренными снаружи. Бойки привязывают стальными тросиками к корпусу грунтоноса.

Снаряженный грунтонос опускают в скважину на кабеле и устанавливают в нижней точке интервала отбора образцов пород. По кабелю подается импульс тока на электровоспламенитель. Последний накаляется и воспламеняет порох. Давлением пороховых газов боек с большой скоростью выталкивается из ствола и врезается в породу. Затем грунтонос медленно поднимают и устанавливают против следующей точки отбора. При движении грунтоноса боек отрывается от стенки скважины и остается висеть на тросике. После отстрела всех бойков грунтонос поднимают на поверхность, наконечники бойков отвинчивают и из них извлекают керн. Образцы помещают в герметические пластмассовые мешочки и снабжают этикеткой с данными о скважине и глубине отбора.

Эффективность отбора образцов стреляющими грунтоносами составляет около 75 % вследствие разрушения бойков, обрыва тросиков и др. По образцам уточняют литологический состав и характер насыщения пород (но остаточной нефтенасыщенности). Коллекторские свойства пород не определяют из-за смятия и растрескивания образцов при внедрении бойков в породу.

Сверлящий грунтонос содержит взаимосвязанные механические и гидравлические узлы и системы, управляемые по кабелю, на котором прибор спускается в скважину, с пульта на поверхности. Одним из основных узлов является пустотелый цилиндрический бур с коронкой и кернорвателем, ось которого перпендикулярна к оси грунтоноса. Бур вращается от электродвигателя.

После установки в точке отбора грунтонос прижимается к стенке скважины специальными распорами. По сигналу с поверхности осуществляется подача вращающегося бура, благодаря которой коронка входит в стенку скважины, обуливая образец. В процессе выбуривания образца частицы породы удаляются из кольцевой зоны разрушения пульсирующим потоком скважинной жидкости от промывочного насоса.

После полного внедрения коронки в стенку скважины производится отрыв выбуренного образца кернорвателем при обратном движении бура, осуществляя сменой направления вращения ротора электродвигателя, при которой поток жидкости в гидросистеме также меняет направление. Давление в гидросистеме масляного наполнения создается масляным насосом, имеющим привод от того же электродвигателя. Время выбуривания одного керна не более 5—6 мин.

При отборе следующего образца предыдущий проталкивается в кассету. Из кассеты образцы извлекают после подъема прибора на поверхность. Всего за один рейс можно отобрать до 10 образцов длиной до 40 мм, диаметром 22 мм каждый.

Выбуренные образцы практически сохраняют естественные физические свойства. Поэтому по ним можно помимо литологического состава и характера насыщения определить также коллекторские свойства горных пород.

В дисковом призматическом грунтоносе в качестве режущего инструмента применяют два диска, армированных техническим алмазом и смонтированных под углом друг к другу в качающейся каретке. Вращение дисков осуществляется от электродвигателя.

После установки в точке отбора прибор прижимается к стенке скважины. С помощью регулятора подачи каретка с вращающимися дисками перемещается снизу вверх вдоль оси грунтоноса, отклоняясь к его стенке. Благодаря этому края дисков выдвигаются за наружную поверхность грунтоноса и вырезают на стенке скважины трехгранную призму длиной 600 мм, шириной основания треугольника 36 мм и высотой 42 мм в поперечном сечении. При обратном отклонении каретки вместе с дисками в конце интервала перемещения призма породы выклинивается и попадает в керноприемник.

Время отбора одного образца в терригенных породах составляет 5—10 мин, в карбонатных — до 15 мин. За один спуск отбирается до пяти образцов.

В отличие от рассмотренных выше грунтоносов, обеспечивающих отбор образцов в точке, дисковый призматический грунтонос позволяет отобрать сплошной столбик керна значительной длины и по нему установить изменение литологического состава, коллекторских свойств и характера насыщения пласта.

§ 5. Опробование пластов

Под опробованием пласта понимают комплекс работ, проводимых для получения притока из пласта, отбора проб пластовых флюидов, установления характера насыщенности и продуктивных характеристик пласта. В этом комплексе большое значение имеют работы по опробованию,

проводимые еще до спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования. Если предварительно сделана промышленная оценка продуктивных пластов, то можно обоснованно решать вопрос о спуске колонны, что дает большую экономию времени и средств.

На практике применяют опробователи пластов на кабеле (ОПК) и испытатели пластов на бурильных трубах (ИПТ).

Основные узлы ОПК — резиновый башмак, прижимное устройство и баллон для пластовой жидкости. Управление работой опробователя осуществляют по кабелю, на котором его спускают в скважину. После спуска ОПК в скважину и установки в точке опробования на заданной глубине башмак с помощью прижимного устройства прижимается к стенке скважины, изолируя ее участок от ствола скважины. Этот участок затем соединяется через канал с баллоном. Под действием перепада давления между пластовым в породе и атмосферным в баллоне жидкость и газ из пласта устремляются в баллон. По завершении отбора пробы баллон перекрывают, прижимное устройство освобождает башмак и прибор с пробой поднимают на поверхность.

После подъема прибора измеряют давление в баллоне, затем извлекают пробу и исследуют ее. При исследовании проб замеряют: объемы газа, нефти и воды; компонентный состав углеводородных газов; плотность, вязкость и удельное электрическое сопротивление жидкости; водоотдачу контрольной пробы промывочной жидкости, взятой в скважине на глубине точки опробования, и удельное сопротивление фильтрата; проводят также люминесцентные исследования проб жидкости, а при необходимости химический анализ проб воды и анализ неуглеводородных газов.

ОПК обладают малой глубиной исследования, определяемой размерами зоны дренажа, из которой отбирается жидкость (около 40 см). Поэтому в коллекторах исследуют практически зону проникновения фильтрата промывочной жидкости.

Известно, однако, что в зоне проникновения продуктивных пород содержится не менее 20—30 % от объема пустотного пространства остаточной нефти и не менее 10—20 % газа. Действие больших депрессий в зоне дренажа приводит к тому, что, во-первых, часть остаточной нефти становится подвижной, извлекается из пор и попадает в баллон. Во-вторых, происходит глубокая, почти полная дегазация жидкости в порах, в том числе остаточной нефти. Поэтому при опробовании продуктивных пластов с помощью ОПК наряду с фильтратом всегда отбираются газ и небольшое количество нефти.

Характер насыщения пластов определяют по следующим признакам. В качестве основных признаков нефтеносного пласта служат наличие нефти в пробе и состав углеводородных газов, характерный для нефтеносного пласта. Дополнительными признаками являются высокое содержание углеводородов в газе и отсутствие в пробе пластовой воды, о чем свидетельствует близость удельных сопротивлений отобранный жидкости $\rho_{ж}$ и фильтрата ρ_f .

Водоносный пласт характеризуется наличием в пробе пластовой воды, устанавливаемым по ρ_f , промежуточному между удельными сопротивлениями фильтрата и пластовой воды; составом углеводородных

газов, соответствующим водоносному пласту. Дополнительным признаком является низкое содержание горючих компонентов в газе.

Основной признак газоносного пласта — значительное (несколько десятков и даже сотен литров при нормальных условиях) количество газа независимо от глубины зоны проникновения. Дополнительными признаками являются преобладание горючих компонент в газе и отсутствие в пробе пластовой воды ($p_{ж} \approx p_f$). Непроницаемый пласт характеризуется малым количеством жидкости в баллоне при длительности отбора 15—20 мин.

Испытатель пластов на трубах представляет сборку инструментов, спускаемых в скважину на бурильных трубах. Работы проводятся при участии буровой бригады. Процесс испытаний заключается в следующем. Отрезок ствола скважины против опробуемого интервала изолируется с помощью пакера от остальной части скважины. Затем подпакерное пространство скважины соединяется с полостью бурильных труб, в которой давление столба жидкости снижено по сравнению с пластовым. За счет перепада давления осуществляется приток жидкости из опробуемого интервала. Через заданный промежуток времени (время притока) подпакерное пространство снова изолируется от полости бурильных труб на время восстановления давления. После этого освобождают пакер и поднимают инструмент. При подъеме отбирают пробы жидкости из бурильных труб и определяют объем притока по количеству пустых и заполненных труб. Пробы в дальнейшем подвергают физико-химическому анализу. В процессе испытаний регистрируется диаграмма изменения давления в подпакерном пространстве с помощью самопищущих манометров, установленных в испытателе.

По данным испытателей пластов получают усредненную характеристику насыщенности и основных гидродинамических параметров пласта: пластового давления, фактической q_f и потенциальной (естественной) q_{pot} продуктивности, коэффициента призабойной закупорки $k_{зак} = q_{pot}/q_f$, отражающего фактическое состояние призабойной зоны пласта.

Опробования пластов аппаратами на кабеле и на бурильных трубах дополняют друг друга. ОПК эффективны для детальных опробований с целью отбивки ВНК и ГНК, оценки эффективной мощности пласта и изучения относительных изменений проницаемости по мощности коллектора. Они характеризуются высокой оперативностью и экономичностью. Поэтому их используют для экспресс-оценки характера насыщенности пластов: до спуска испытателя пластов на трубах для выяснения целесообразности применения более дорогого метода опробования; после проведения работ с испытателями на трубах — для детальных исследований испытаниого интервала.

ОПК неприменимы в рыхлых породах, разрушающихся при приложении депрессий, и в кавернозно-трещинных участках ствола ввиду невозможности обеспечить надежную герметизацию участка отбора. Такие объекты опробуют испытателями на трубах при установке пакера в вышележащих плотных породах.

Глава 5

ИЗУЧЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СКВАЖИН ПО ДАННЫМ КОМПЛЕКСА ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Основные задачи при изучении геологического разреза нефтяных и газовых скважин следующие:

- 1) расчленение разрезов на пласты различного литологического состава, определение мощности и глубины залегания пластов;
- 2) выделение в разрезе коллекторов и оценка содержания в них нефти и газа.

Для решения этих задач успешно применяют геофизические методы исследования скважин.

Обычно физические параметры пород одного литологического типа вследствие изменения состава и строения, пористости, характера насыщающего флюида варьируют в диапазонах, перекрывающихся с диапазонами варьирования тех же параметров у пород других литологических типов. Поэтому для однозначной геологической характеристики пород в каждой скважине применяют не один, а несколько различных методов, составляющих обязательный комплекс геофизических исследований.

В обязательный комплекс включают минимальное число методов, подлежащих безусловному выполнению и характеризующихся наибольшей эффективностью в типичных для района геолого-технологических условиях проведения измерений в скважинах. Поэтому обязательные комплексы составляют для конкретных геологических районов.

В каждом районе обязательные комплексы дифференцируются в зависимости от назначения скважины (поисковая, разведочная, эксплуатационная) и типа исследований: общие исследования по всему разрезу скважины с регистрацией диаграмм в масштабе глубин 1:500 и детальные исследования в перспективных (продуктивных) интервалах, при которых диаграммы регистрируются в масштабе глубин 1:200.

Общие исследования проводятся обязательным комплексом, включающим методы КС стандартным зондом (при соленой промывочной жидкости вместо него применяют БК), ПС, ГК, НГК, кавернометрию (КВ). В поисковых скважинах комплекс дополняется геохимическими методами. Детальные исследования проводят тем же комплексом, дополненным БКЗ, ИК, БК, МЗ, БМК, резистивиметрией, акустическими и геохимическими методами (последние — только в разведочных скважинах).

В зависимости от решаемой задачи и характера используемой при этой информации различают оперативную и сводную интерпретацию промыслового-геофизических данных.

Оперативная интерпретация состоит в выдаче в кратчайший срок после проведения исследований в скважине заключения о наличии в разрезе скважины нефтегазоносных пластов и рекомендаций по их опробованию. В этом случае используют в основном только геофизические данные по исследуемой скважине.

Сводная интерпретация проводится для каждого продуктивного пласта по всему месторождению с использованием геолого-геофизических данных о пласте по всем скважинам. В результате сводной интерпретации изучают геологическое строение и условия залегания продуктивных пластов и подсчитывают запасы нефти и газа.

Геологическая эффективность геофизических исследований скважин в значительной степени определяется технологией вскрытия пластов бурением и качеством подготовки скважин для проведения геофизических измерений. Продуктивные интервалы должны разбуриваться с применением промывочной жидкости, характеризующейся минимально допустимой плотностью, чтобы уменьшить перепад давления в системе скважина — пласт, и минимальной водоотдачей. В этих условиях при проведении геофизических измерений через возможно более короткий промежуток времени после вскрытия пластов бурением уменьшается объем фильтрата, поступающего в проницаемые пластины из скважины и, следовательно, уменьшается глубина зоны проникновения, в которой изменяется естественная насыщенность пластов.

Подготовка скважины для геофизических работ (она проводится буровой бригадой) имеет целью обеспечение безаварийного проведения работ и получение качественных результатов измерений. Подготовка скважины заключается в проработке ствола в некрепленном интервале долотом номинального диаметра и заполнении скважины однородной по всему стволу промывочной жидкостью с параметрами, соответствующими геолого-техническому наряду. При подготовке скважин проверяют также состояние некоторых узлов бурового оборудования устья скважины (наличие подходов, очистка рабочих мест от промывочной жидкости), исправность электролиний, освещенность буровой в ночное время, обеспеченность средствами для ликвидации аварий и т. п.

Качество геофизических измерений проверяется по градуировочным записям на диаграммах и по сходимости повторных (контрольных) измерений в интервалах не менее 50 м, характеризующихся наибольшей дифференциацией измеряемых параметров. Абсолютная погрешность измерений принимается равной половине величины расхождения между основным и контрольным замерами. Относительная погрешность определяется отношением абсолютной погрешности к среднему значению измеряемого параметра по двум замерам. Фактическая погрешность не должна выходить за допустимые пределы, указанные в инструкции для каждого вида измерений.

Литологическое расчленение разрезов скважин. Литологическое расчленение проводят по комплексу диаграмм геофизических методов на основе типового для района геолого-геофизического разреза. Границы пластов различного литологического состава находят по правилам, описанным выше при рассмотрении отдельных методов. Литологический характер пород определяют по сумме геофизических признаков, установленных по диаграммам разных методов. В случаях неопределенной геофизической характеристики заключение о литологии пластов уточняют по данным анализа керна, шлама и образцов, отбираемых керноотборниками со стенки скважины.

Выделение коллекторов. Коллекторы — породы, у которых значение коэффициента проницаемости k_{np} выше минимального k_{np}^* , соответствующего границе коллектор—неколлектор. Значение k_{np}^* устанавливают по экономически оправданному для данного района минимальному значению удельного коэффициента продуктивности. Поскольку для межзерновых коллекторов существует довольно тесная корреляционная связь между проницаемостью и пористостью, то граничному значению k_{np}^* должно соответствовать минимальное значение k_n^* , также характеризующее границу коллектор—неколлектор.

Границное значение k_n^* используют для выделения межзерновых терригенных и карбонатных коллекторов по геофизическим данным. С этой целью по диаграммам геофизических методов в исследуемой скважине определяют значения k_n^* пластов и сравнивают их с граничным значением k_n^* для коллекторов того же типа. Если $k_n > k_n^*$, пласти относят к коллекторам.

Более общим признаком, характеризующим коллекторы разных типов (межзерниевые, трещинно-кавернозные, смешанного типа), является наличие фильтрации в них промывочной жидкости с образованием глинистой корки на стенке скважины и зоны проникновения в примыкающей к скважине части пласта, в которой пластовые жидкости полностью или частично замещены фильтратом промывочной жидкости. Глинистая корка выявляется по сужению диаметра скважины на кавериограммах и по расхождению двух кривых КС на диаграммах микрозондов. Наличие в пласте зоны проникновения, удельное сопротивление которой отличается от удельного сопротивления пласта, устанавливают по данным БКЗ либо по замерам двумя зондами метода сопротивлений, один из которых имеет малый, а другой — большой радиус исследований.

На практике бывают случаи, когда глубина проникновения в коллекторах превышает радиус исследования наибольших зондов. Глубокое проникновение наблюдается: в низкопоровых трещинных коллекторах; при бурении на промывочных жидкостях с большими водоотдачей и плотностью; когда геофизические исследования проводятся через большой промежуток времени после вскрытия пластов. В этих случаях коллекторы можно выделить по данным повторных измерений в скважинах одним и тем же зондом (обычно боковым зондом). Эффективность способа повышается, если перед вторым замером снизить удельное сопротивление промывочной жидкости (увеличить ее минерализацию). При обоих замерах диаграммы r_{KBK} записывают в одинаковом масштабе сопротивлений. Затем диаграммы сопоставляют, совмещая линии нулевых сопротивлений. К коллекторам относят породы в интервалах расхождения кривых.

Оценка характера насыщения коллекторов. Характер насыщения и промышленную нефтегазоносность коллекторов устанавливают по данным геофизических исследований в необсаженной скважине для решения задачи о целесообразности спуска колонны и опробования промыслению нефтегазоносных объектов. Для этого находят удельное сопротивление r_n коллектора, не измененное про никновением промывочной жидкости; определяют сопротивление r_{Bn} того же коллектора

при 100 %-ной водонасыщенности; вычисляют параметр $P_n = \rho_n / \rho_{\text{вп}}$. Величину $\rho_{\text{вп}}$ определяют по значению коэффициента пористости k_n , используя соответствующую данному коллектору зависимость между параметром пористости P_n и k_n . Коэффициент пористости коллектора находят по данным методов ПС, НГК или АКС.

Вычисленное значение P_n (или соответствующее ему значение коэффициента нефтегазонасыщенности k_n) сравнивают с критической величиной P_n^* (k_n^*), характеризующей для исследуемых коллекторов границу между коллекторами промышленно продуктивными и непромышленными. Коллектор относят к промышленно нефтегазоносным, если $P_n > P_n^*$ ($k_n > k_n^*$).

Критическое значение P_n^* устанавливают на основе статистического анализа величины P_n по большому числу испытанных нефтегазоносных и непродуктивных коллекторов данного типа в ранее пробуренных скважинах.

Если по геофизическим материалам не удается однозначно определить характер насыщенности отдельных коллекторов, их опробуют с помощью ИПТ и ОПК.

Определение коэффициента пористости (пустотности). Для определения пористости коллекторов обычно используют следующие геофизические параметры: в межзерновых терригенных и карбонатных коллекторах — удельное сопротивление $\rho_{\text{вп}}$ водонасыщенной породы; в глинистых терригенных коллекторах — относительный параметр $\alpha_{\text{лс}}$, пропорциональный коэффициенту $k_{\text{лс}}$; в малоглинистых, незагипсованных карбонатных коллекторах — относительный разностный параметр $\Delta J_{\text{нг}}$; в сцепментированных терригенных и карбонатных коллекторах — интервальное время Δt_n . Соответствующие методики определения пористости были рассмотрены при описании отдельных геофизических методов.

При совместном использовании данных о пористости (пустотности), полученных разными геофизическими методами, можно разделить общую пустотность карбонатного коллектора смешанного типа на составляющие — межзерновую (первичную) $k_{\text{п.мз}}$ и кавернозно-трещинную (вторичную) $k_{\text{п.вт}}$. Такое разделение необходимо для коллекторов, межзерновые поры которых неэффективны и содержат только остаточную воду, а вторичные поры эффективны и в продуктивных участках разреза заполнены нефтью и газом.

$$k_{\text{п.вт}} = k_{\text{п.общ}} - k_{\text{п.мз}} \quad (I.33)$$

При этом значения $k_{\text{п.общ}}$ получают по диаграмме НГК, а $k_{\text{п.мз}}$ определяют одним из следующих способов.

1. По удельному сопротивлению $\rho_{\text{тк}}$ трещинно-кавернозной породы с непроницаемыми блоками, которое близко к удельному сопротивлению блоков, когда скважина заполнена пресной промывочной жидкостью. Величину $k_{\text{п.мз}}$ находят по параметру пористости блоков $P_{\text{бл}} \approx \rho_{\text{тк}} / \rho_{\text{в}}$ и зависимости $P_n = f(k_n)$ для межзернового карбонатного коллектора.

2. По диаграмме АКС, когда размеры каверн значительны (более 5 мм). В этом случае упругая волна, распространяясь по высокоскоростному скелету породы, огибает каверны вследствие дифракции,

поэтому величина пористости, вычисленная по уравнению среднего времени, близка к k_{nH} .

3. По данным анализа представительного керна.

Определение коэффициента нефтегазонасыщенности. Коэффициент нефтегазонасыщенности k_{nH} находят по величине параметра насыщения P_n с помощью эмпирической зависимости $P_n = f(k_{nH})$, соответствующей данному типу коллектора. Этот способ определения k_{nH} — основной для нефтегазонасыщенных межзерновых коллекторов.

Прогнозирование зон с аномально высоким пластовым давлением. Под аномально высоким пластовым давлением (АВПД) понимают такое давление пластового флюида, которое более чем на 20 % превышает гидростатическое — давление столба пресной воды на глубине залегания пласта, считая от дневной поверхности. Гидростатическое давление условно называют нормальным давлением. Своевременное выявление зон АВПД, оценка и прогнозирование давления пластовых флюидов по разрезу скважины позволяют предотвратить осложнения при бурении посредством оперативной корректировки плотности промывочной жидкости для обеспечения сбалансированного равновесия в системе скважина—пласт. При этом существенно снижаются также глубина зоны проникновения и глинизация пластов, благодаря чему повышается эффективность геофизических исследований и опробования коллекторов.

Методика прогнозирования зон АВПД по геофизическим данным основана на том, что под влиянием давления вышележащих пород пустотность глин уменьшается с глубиной по экспоненциальному закону

$$k_{nH} = k_{n0} e^{-\beta p_{\text{эф}}}, \quad (1.34)$$

где k_{nH} и k_{n0} — коэффициенты пустотности (пористости) глин соответственно на глубине H и на поверхности; β — постоянная величина, характеризующая степень уплотнения глин с глубиной; $p_{\text{эф}}$ — эффективное давление, определяемое разностью горного p_r и порового $p_{\text{пор}}$ давлений: $p_{\text{эф}} = p_r - p_{\text{пор}} = gH(\delta_{n, \text{ср}} - \delta_{v, \text{ср}})$, здесь g — ускорение свободного падения; $\delta_{n, \text{ср}}$ и $\delta_{v, \text{ср}}$ — средние взвешенные по разрезу плотности пород и поровой воды. Приведем выражение (1.34) к виду $\ln k_{nH} = \ln k_{n0} - \beta g H (\delta_{n, \text{ср}} - \delta_{v, \text{ср}}) = \ln k_{n0} - AH$.

Из последнего выражения следует, что при нормальном уплотнении глин между величиной $\ln k_{nH}$ и глубиной залегания глин существует практически прямолинейная зависимость.

Аномально высокое поровое давление приводит к снижению эффективного давления и, следовательно, к некоторой разгрузке скелета и увеличению пустотности глин. В результате зависимость $\ln k_n = f(H)$ в зоне АВПД отклоняется от линейной.

С пустотостью глин тесно связаны удельное сопротивление $\rho_{\text{пл}}$, интервальное время $\Delta t_{\text{пл}}$, интенсивность рассеянного гамма-излучения $I_{\text{тг,пл}}$. Следовательно, логарифмы величин этих параметров будут линейно изменяться с глубиной для нормально уплотненных глин и отклоняться от линейной зависимости в зоне АВПД.

Для выявления зон АВПД находят пласты чистых глин в пройденном интервале бурящейся скважины и определяют для них истинные значения $X_{\text{гл}}$ одного из геофизических параметров, вводя при необходимости поправки за влияние скважины, изменение с глубиной температуры и минерализации поровых вод в измеренную величину $X_{\text{гл,н}}$. Далее строят график $\lg X_{\text{гл}} = f(H)$, устанавливают зоны нормальных поровых давлений и проводят по ним линию нормально уплотненных глин. Интервалы отклонения фактической кривой от линии нормального уплотнения соответствуют зонам АВПД.

Аномальное поровое давление глин $p_{\text{пор,а}}$ определяют способом эквивалентной глубины. Так как в зоне АВПД на глубине H пустотность глин увеличена, то ей соответствует эквивалентная глубина H_s , где при нормальном уплотнении пустотность глин и эффективное давление такие же, как в зоне АВПД. Эквивалентную глубину находят по пересечению вертикальной прямой, проходящей через фактическую кривую $\lg X_{\text{гл}} = f(H)$ в зоне АВПД, с линией нормально уплотненных глин. Величину $p_{\text{пор,а}}$ рассчитывают по формуле $p_{\text{пор,а}} = p_r - p_{\text{зф,а}} = g \delta_{\text{п,ср}} H - g H_s (\delta_{\text{п,ср}} - \delta_{\text{в,ср}})$, где $\delta_{\text{п,ср}}$, $\delta_{\text{п,ср}}$ — средние взвешенные значения плотности пород соответственно выше глубин H и H_s ; $\delta_{\text{в,ср}}$ — среднее значение плотности воды по разрезу. Значения $\delta_{\text{п,ср}}$ и $\delta_{\text{п,ср}}$ находят по геофизическому параметру X , уточняя литологию пород по керну и шламу. В соответствии с существующими представлениями величину пластового давления в коллекторе принимают равной поровому давлению в глинах, вмещающих коллектор.

Для прогнозирования порового давления в нижней части глинистой покрышки, еще не вскрытой скважиной, и пластового давления в ожидаемой залежи пользуются графиком зависимости изменения градиента давления η от глубины скважины. Градиент давления выражается отношением порового давления пород к глубине их залегания. Прогнозирование градиента давления достигается экстраполяцией графика $\eta = f(H)$ на ближайшие десятки и сотни метров (в зависимости от характера изменения графика в призабойном интервале скважины). В случае ограниченной мощности глинистой покрышки зоны АВПД и нелинейности графика нормального уплотнения глин, которая может быть связана, например, с изменением минерального состава глини, прогнозирование ожидаемого порового давления существенно затрудняется.

Глава 6

МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН

§ 1. Определение искривления скважин

Искривление скважины определяют для контроля за сохранением заданного направления скважины в пространстве и получения данных, необходимых при геологических построениях.

На любой глубине положение оси скважины в пространстве можно определить углом δ отклонения оси от вертикали и магнитным азимутом ϕ , отсчитанным по ходу часовой стрелки углом между направле-

нием на магнитный север и горизонтальной проекцией элемента оси скважины, взятого в сторону увеличения глубины. Таким образом, определение искривления сводится к измерению углов δ и ϕ по стволу скважины, для чего применяют специальные приборы, называемые инклинометрами.

Из большого числа существующих типов инклинометров для измерения искривления нефтяных и газовых скважин наиболее широко применяются такие, в которых азимут скважин определяют по земному магнитному полю с помощью магнитной стрелки. Очевидно, эти приборы применимы для определения азимута только в необсаженных скважинах, в разрезе которых отсутствуют магнитные породы.

Основной частью инклинометра является рамка, которая может вращаться вокруг оси, совпадающей с продольной осью прибора и параллельной оси скважины. Центр тяжести рамкимещен с ее оси так, что плоскость рамки все время остается перпендикулярной к плоскости наклона скважины — вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины на данном ее участке.

В рамке установлены указатели азимута и угла наклона скважины (рис. 31).

Указатель азимута состоит из магнитной стрелки и расположенной под ней колодки с круговым реохордом. Колодка подвешена в рамке так, что всегда располагается горизонтально, а ось магнитной стрелки, проходящая в центре кругового реохорда, — вертикально.

Магнитная стрелка снабжена изолированными от нее пружинными контактами. При измерении азимута стрелка смещается вниз и контактами закорачивает часть реохорда так, что сопротивление остающейся включенной в цепь части реохорда пропорционально азимуту скважины.

Указатель угла наклона состоит из отвеса с прикрепленной к нему стрелкой и углового реохорда. Отвес со стрелкой качается в плоскости наклона скважины. При измерении угла δ конец стрелки прижимается к реохорду, закорачивая часть его так, что сопротивление включенной в цепь части реохорда пропорционально δ .

Измерительная схема представляет собой мост, одним из плеч которого является сопротивление реохорда угла или азимута.

Точность измерений инклинометром угла δ составляет $\pm 0,5^\circ$, азимута $\phi \pm 4^\circ$.

Искривление скважины замеряют в точках через одинаковые интервалы l , равные 10 м в наклонно-направленных скважинах и 25 м в обычных. Результаты измерений представляют в виде таблицы значений углов δ и ϕ .

Создана конструкция инклинометра, предназначенного для непрерывного автоматического измерения магнитного азимута и зенитного угла в функции глубины скважины с регистрацией результатов в цифровом виде. Точность измерений угла $\delta \pm 24'$, азимута $\phi \pm 2^\circ$.

По данным таблиц строят планы скважин — проекции оси скважины на горизонтальную плоскость, обычно в масштабе 1:200. При построении плана скважин принимают, что в пределах каждого интервала значения δ и ϕ остаются постоянными, равными их значениям, измеренным в подошве интервала. Тогда горизонтальная проекция Δl_i i -го интервала

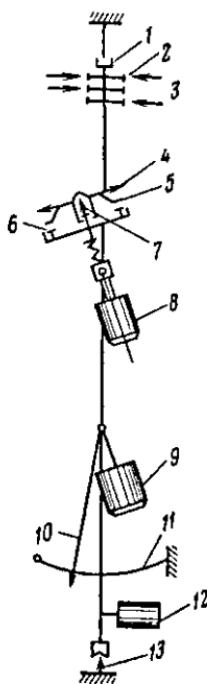


Рис. 31. Схема конструкции измерительной части инклинометра ИК-1:

1 — подшипник; 2 — контактные кольца коллектора; 3 — щетки коллектора; 4 — магнитная стрелка; 5 — пружинные контакты стрелки; 6 — азимутальный реохорд; 7 — острие; 8 — грузик буссоли; 9 — отвес; 10 — стрелка отвеса; 11 — угловой реохорд; 12 — грузик, ориентирующий рамку; 13 — крен рамки

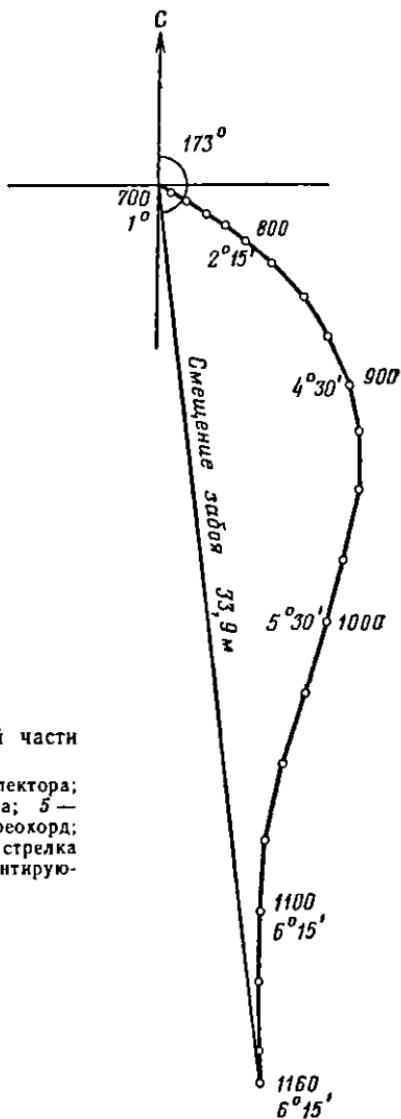


Рис. 32. Горизонтальная проекция ствола скважины. Забой скважины 1160 м; смещение забоя 33,9 м; азимут смещения 173°; удлинение скважины 1,7 м

равна: $\Delta l_i = l_i \sin \delta_i$, где $l_i = H_i - H_{i-1}$ — длина интервала; H_{i-1} , H_i — глубины по скважине нахождения верхней и нижней точек интервала; δ_i — угол отклонения интервала от вертикали.

План скважины получают последовательным построением горизонтальных проекций отдельных интервалов, начиная с первого верхнего интервала (рис. 32). Начальную точку проекции первого интервала на плане скважины соединяют прямой линией с конечной точкой проекции последнего интервала. Эта прямая показывает общее смещение скважины от вертикали на исследованном участке.

При геологических построениях необходимо знать истинную глубину z скважины. Величина z определяется проекцией скважины на вертикаль $z = \sum l_i \cos \delta_i$. (1.35)

Искривление скважины приводит к ее удлинению на величину ΔL , равную

$$\Delta L = H - z = \sum l_i (1 - \cos \delta_i), \quad (1.36)$$

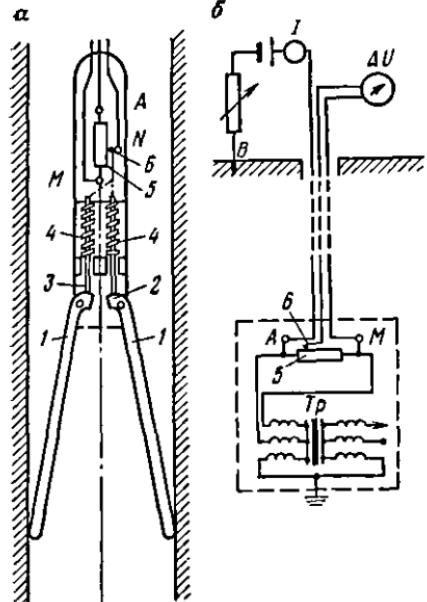
где $H = \sum l_i$ — длина ствола скважины.

§ 2. Измерение диаметра скважины

Практика бурения нефтяных и газовых скважин показывает, что фактический диаметр скважины часто отличается от名义ального (диаметра долота, которым скважина бурилась). При этом наблюдается как уменьшение, так и увеличение фактического диаметра по сравнению с名义альным.

Для решения различных задач, связанных с техническим состоянием скважин, а также для интерпретации материалов геофизических исследований необходимо знать фактический диаметр скважины. Диаметр скважины измеряют при помощи каверномеров. На рис. 33 приведена схема конструкции наиболее широко применяемого каверномера типа СКС.

Каверномер имеет четыре измерительных рычага, расположенных попарно в двух взаимно перпендикулярных плоскостях. Каждый из рычагов имеет два плеча — короткое и длинное. Коротким плечом является кулачок, в который упирается шток, связанный с ползунком общего для всех рычагов реостата. Под действием пружины шток



давит на кулачок и поворачивает рычаг до тех пор, пока конец длинного плеча не прижмется к стенке скважины. Форма кулачков выбрана такой, что перемещение штоков и соответствующее им изменение вводимого в измерительную цепь сопротивления на реостате пропорциональны изменению диаметра скважины.

Рис. 33. Схема конструкции (а) и измерительная схема (б) каверномера: 1 — измерительный рычаг; 2 — короткое плечо с фигурным кулачком; 3 — шток; 4 — пружина; 5 — реостат; 6 — ползунок; А, М, Н — точки подключения к измерительной схеме каверномера токовой (А) и измерительных (М, Н) жил кабеля; В — заземление токовой цепи на поверхности

Каверномер спускают в скважину со сложенными рычагами. Это достигается обычно тем, что на длинные концы рычагов надевают насадку в виде кольца. При подъеме прибора с забоя вследствие трения о стенки скважины насадка соскальзывает с рычагов, освобождая их.

Диаметр скважины измеряется при подъеме каверномера. Измерение сводится к регистрации при постоянной силе тока питания изменения по стволу скважины разности потенциалов, снимаемой с датчика каверномера (см. рис. 33). Диаметр скважины определяют по формуле

$$d = d_0 + C(\Delta U / i), \quad (1.37)$$

где d_0 — диаметр, см, раскрытия рычагов каверномера, при котором измеряемая разность потенциалов равна нулю; C — коэффициент пропорциональности между изменением сопротивления датчика и изменением диаметра скважины, см/Ом.

Постоянные d_0 и C каверномера находят при его эталонировании. Так как сила тока при измерениях поддерживается постоянной, регистрируемая кривая показывает изменение диаметра скважины с глубиной. Она называется кавернограммой.

Применяют также модификацию описанного каверномера — скважинный каверномер — профилемер (СКП). С помощью СКП регистрируют одновременно две кривые изменения диаметра скважины в двух взаимно перпендикулярных плоскостях в функции глубины скважины. По участкам расхождения кривых выявляют интервалы ствола скважины овального сечения (интервалы желообразования).

Кавернограммы используют для различных целей. По ним определяют количество цемента, необходимое для цементирования обсадной колонны, оценивают состояние ствола скважины и выбирают наиболее благоприятные интервалы для установки испытателя пластов и башмака колонны. Данные о фактическом диаметре скважины, получаемые из кавернограмм, необходимы при обработке диаграмм большинства геофизических методов.

Кавернограммы широко используют также для уточнения геологического разреза скважин. По характеру изменения диаметра скважины горные породы разделяются на три группы. К первой относятся плотные породы (плотные песчаники, известняки, доломиты), в которых фактический диаметр близок к номинальному. Вторую группу составляют породы, в которых наблюдается увеличение фактического диаметра по сравнению с номинальным: глины, размываемые промывочной жидкостью и обрушающиеся вследствие набухания глинистых частиц; растворяющиеся в промывочной жидкости каменная и калийная соли; кавернозные известняки и доломиты. К третьей группе относятся проницаемые песчаники, известняки, доломиты, против которых диаметр скважины уменьшается в результате образования на стенке скважины глинистой корки.

§ 3. Контроль цементирования и технического состояния обсадных колонн

После окончания строительства скважины в ней проводятся геофизические исследования для контроля цементирования и технического состояния обсадной колонны и получения базовых исходных показаний, используемых при изучении динамики технического состояния скважины в процессе ее эксплуатации. С этой целью применяют аппаратуру акустического контроля и гамма-гамма-контроля цементирования скважин и скважинный толщиномер для выявления дефектов в обсадной колонне.

При рассмотрении методов контроля цементирования необходимо учитывать следующее.

1. Дефекты цементного камня за колонной можно разделить на объемные (каверны, каналы) и щелевые. Аппаратура гамма-гамма-контроля позволяет установить интервалы распространения только объемных дефектов, тогда как аппаратура акустического контроля — интервалы объемных и щелевых дефектов, не различая их между собой. Комплексное использование обоих видов контроля позволяет однозначно классифицировать дефекты цементирования.

2. Дефекты, выявляемые по данным акустического и гамма-гамма-контроля цементирования, характеризуют лишь возможность возникновения затрубных циркуляций при определенных градиентах давления между соседними пластами. Наличие затрубной циркуляции должно быть подтверждено данными других геофизических методов, служащих для выявления заколонных перетоков.

Контроль обсадных колонн. Гамма-гамма-толщинометр (ГГТ) представляет собой зонд ГГК, состоящий из коллимированных источника и детектора гамма-излучения на расстоянии от источника, меньшем 10 см. Благодаря малой длине зонда и коллимации его элементов среда за колонной не влияет на показания метода.

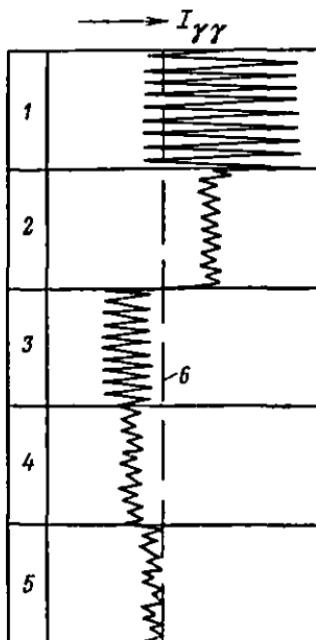
Интерпретация диаграмм ГГТ заключается в переходе от измеренных значений $I_{\gamma\gamma}$ к толщине стенки обсадной трубы. Для этого отсчитывают $I_{\gamma\gamma x}$ по диаграмме и находят отношение $I_{\gamma\gamma x}/I_{\gamma\gamma z}$, где $I_{\gamma\gamma z}$ — показание того же прибора в эталонированном устройстве — трубе, диаметр которой равен диаметру колонны в исследуемой скважине. Затем по градуировочной кривой, шифр которой соответствует толщине стенки трубы в эталонированном устройстве, находят искомую толщину h стенки трубы в скважине. С целью упрощения использования данных измерений на диаграмме ГГТ рядом со шкалой $I_{\gamma\gamma}$ наносят шкалу h с шагом 1 мм, для чего по градуировочным кривым рассчитывают $I_{\gamma\gamma}$ для ряда заданных значений h .

Диаграммы ГГТ используют при интерпретации цементограмм; для паспортизации обсадных колонн в скважинах; определения местоположения муфт, центрирующих фонарей и участков с механическим и коррозионным разрушением труб.

Гамма-гамма-контроль цементирования. При гамма-гамма-контроле цементирования (ГГЦ) регистрируют вдоль ствола скважины интенсивность рассеянного гамма-излучения по периметру колонны зондом,

Рис. 34. Схематические диаграммы ГГЦ:

1 — обсадная колонна на стенке скважины, за колонной вода; 2 — обсадная колонна центрирована, за колонной вода; 3 — обсадная колонна на стенке скважины, за колонной цемент; 4 — обсадная колонна центрирована, за колонной цемент; 5 — показания кривой ГГЦ против большой каверны, заполненной цементом; 6 — линия цемента, проведенная по максимальным показаниям кривой ГГЦ в большой каверне, заполненной цементом



состоящим из источника гамма-излучения и трех детекторов, расположенных на одинаковом расстоянии от источника, в плоскости, перпендикулярной к продольной оси прибора. Каждый из детекторов коллимирован так, что отмечает рассеянное гамма-излучение, поступающее в основном только из сектора колонны с радиальным углом 45—60°, находящегося против детектора. С помощью схемы коммутации детекторы поочередно в круговой последовательности включаются в измерительную цепь. Прибор снабжен фонарями, центрирующими его в колонне.

Интерпретация диаграммы ГГЦ основана на следующем. При центрированном положении колонны и одинаковой по плотности среде за колонной по различным радиальным направлениям амплитуды расходжения кривой ГГЦ невелики и определяются статистическими флуктуациями (участки 2, 4, 5 на рис. 34). Когда колонна расположена в скважине эксцентрично, плотность среды по различным радиальным направлениям будет неодинаковой. Это приводит к увеличению амплитуды кривой, тем большему, чем больше эксцентриситет колонны и чем меньше плотность вещества в затрубном пространстве (участки 1, 3 на рис. 34). Так как плотность цементного камня ($1,8\text{--}1,9 \text{ г}/\text{см}^3$) меньше плотности горных пород ($2,3\text{--}2,9 \text{ г}/\text{см}^3$), то в зацементированной части колонны наибольшими показаниями будут отмечаться каверны. Следовательно, кривая ГГЦ в этом интервале всегда располагается левее линии, проходящей через наибольшие показания в каверне с цементом (линия цемента 6 с ординатой I_u на рис. 34). Исключение составляют случаи наличия в цементном камне объемных дефектов (каверны, каналы, заполненные жидкостью), против которых кривая выйдет вправо за линию цемента, так как плотность жидкости $\delta_* \leq 1,2 \text{ г}/\text{см}^3$ и $I_{yy} > I_u$. Максимальные показания, превышающие показания в каверне с цементом, и наибольшие амплитуды кривой при эксцентричном положении колонны в скважине соответствуют интервалам, где затрубное пространство заполнено водой или промывочной жидкостью.

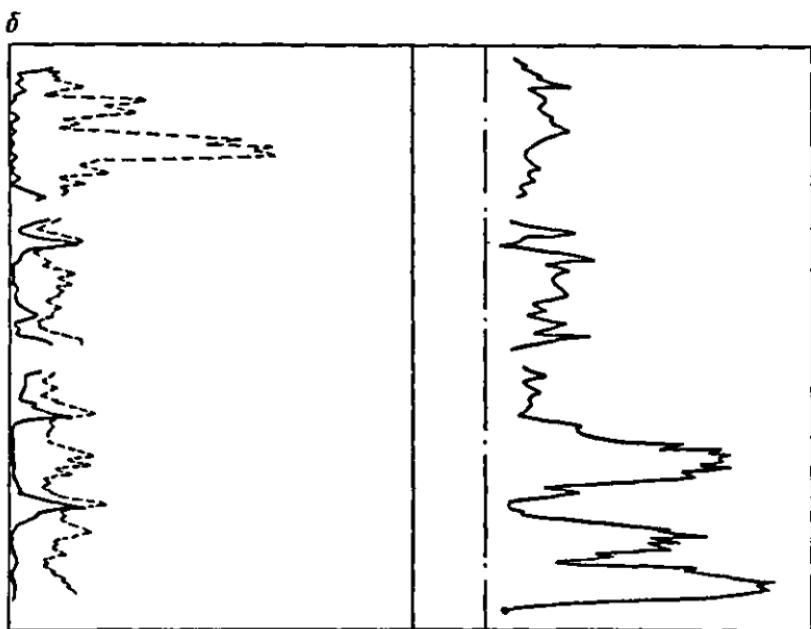
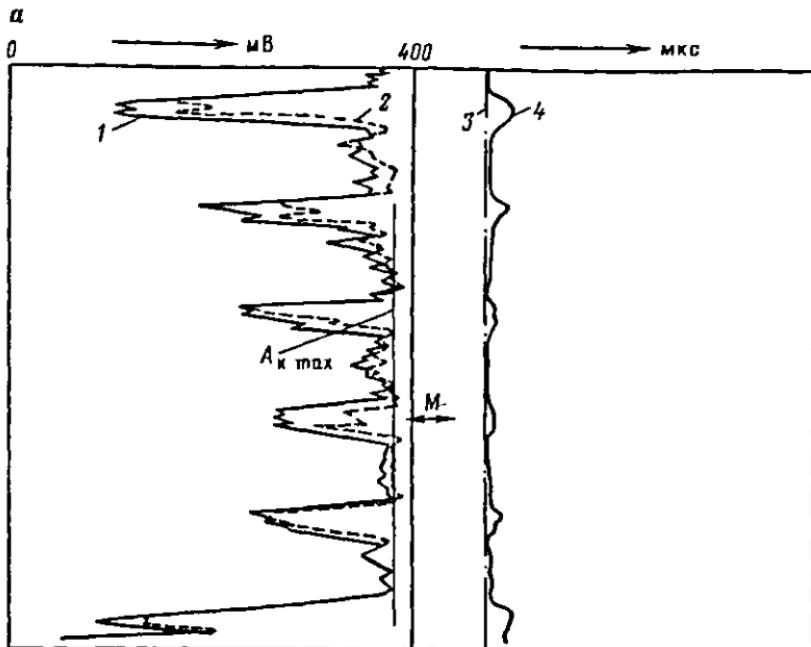
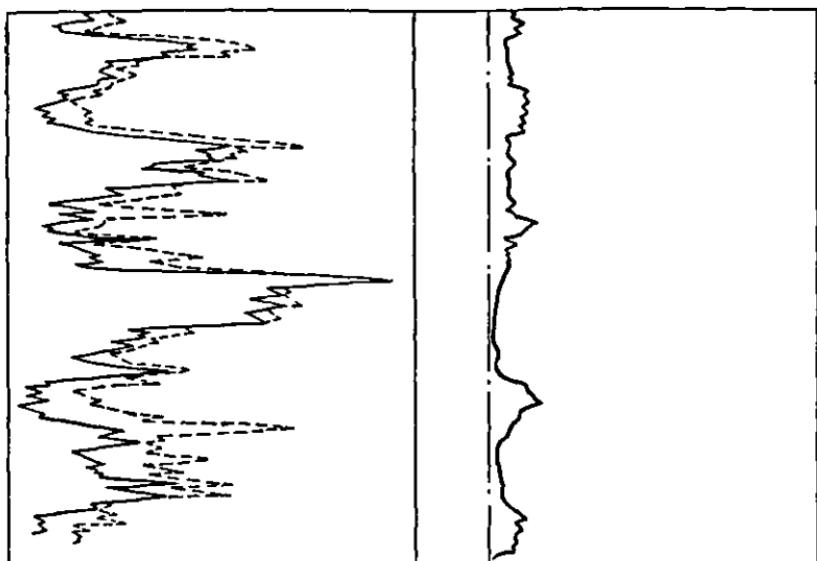


Рис. 35. Пример контроля цементирования обсадной колонны по данным акустической аппаратуры:

а — отсутствие сцепления цемента с колонной (M — муфты); *б* и *в* — соответственно хорошее и плохое сцепление цемента с колонной. 1 — A_{c} ; 2 — A_{p} ; 3 — t_{c} ; 4 — t_{p} .



Таким образом, измерения аппаратурой ГГЦ позволяют определить высоту подъема цемента за обсадной колонной, выявить участки с односторонним заполнением затрубного пространства и оценить степень центрирования колонны в скважине. Обязательным условием успешного решения этих задач является выполнение неравенств $\Delta\delta > 0,3$ г/см; $(d_{скв} - d_{кол}) > 4$ см; где $\Delta\delta$ — разность плотностей цементного камня и промывочной жидкости; $d_{кол}$ — наружный диаметр колонны.

Измерения прибором акустического контроля цементирования. Скважинный прибор акустического контроля цементирования АКЦ представляет собой двухэлементный зонд (излучатель упругих колебаний — приемник) длиной около 2,5 м. С помощью этого зонда регистрируются следующие кривые:

1) A_k — кривая амплитуд продольной волны по колонне, измеряемых во временном интервале длительностью 120 мкс, считая от момента прихода на приемник вступления продольной волны по колонне;

2) t_p — кривая времени пробега от излучателя до приемника продольной волны, приходящей к приемнику с заметной амплитудой, превышающей уровень дискриминации измерительного канала;

3) A_p — кривая амплитуд продольной волны, приходящей к приемнику от излучателя за время t_p .

Отсюда следует, во-первых, что кривые A_p и t_p характеризуют одну и ту же волну. Во-вторых, между кривыми A_k и A_p имеется различие, которое заключается в том, что временной интервал A_k отстоит от момента излучения всегда на один и тот же промежуток времени, равный расчетному времени пробега продольной волны от излучателя до приемника по колонне, тогда как временной интервал A_p следует

за моментом срабатывания канала t_p и поэтому от момента излучения он может быть отделен разными промежутками времени. Таким образом, кривые A_k и A_p могут характеризовать разные волны.

Все три кривые регистрируются на одном бланке, называемом диаграммой АКЦ. По диаграммам АКЦ определяют высоту подъема цемента за колонной и оценивают качество ее цементирования.

Аппаратура АКЦ чувствительна к щелевым дефектам цементного кольца. Поэтому качество цементирования, по данным АКЦ, принято выражать термином «сцепление» (хорошее, плохое, отсутствует). Этот термин, однако, следует понимать в широком смысле, т. е. не только как характеристику сцепления цементного кольца с колонией и породами, но также как наличие или отсутствие в цементном кольце объемных дефектов (каналов, пустот, повышенной проницаемости цементного камня и т. п.), от которых показания АКЦ также зависят.

Хорошее сцепление означает жесткий контакт цементного камня со всей площадью колонны и породы при отсутствии заметных объемных дефектов в цементном кольце. При этих условиях обеспечивается надежная изоляция проницаемых пластов между собой. Отсутствие сцепления означает либо наличие зазора более 0,05 мм между цементным кольцом и колонной, либо отсутствие цемента в затрубном пространстве по радиальному углу более 300° . Плохое сцепление соответствует промежуточным дефектам цементирования.

Качество цементирования колонны оценивают по следующим признакам на кривых АКЦ.

Интервалы отсутствия сцепления (рис. 35, а) отмечаются наиболее высокими амплитудами $A_k \approx A_p \geq 0,8A_{k\max}$ и четкими снижениями A_k и A_p на муфтах колонны. Показания кривой $t_p \approx t_k$ — времени пробега продольной волны по колонне; на кривой t_p наблюдаются повышения показаний на муфтах.

Указанные признаки на кривых АКЦ объясняются тем, что в интервалах отсутствия сцепления (или свободной колонны) первой к приемнику с наибольшей амплитудой придет волна по колонне. От этой волны одновременно с каналом A_k сработают также каналы t_p и A_p , т. е. все три кривые АКЦ будут характеризовать одну и ту же волну. Снижение амплитуд волны на муфтах связано с дополнительным рассеянием энергии на резьбовых соединениях. На этих участках удлиняется путь упругой волны (растет t_p).

Интервалы хорошего сцепления цементного камня с колонной (см. рис. 35, б) отмечаются на кривых АКЦ малыми амплитудами $A_k \leq 0,2A_{k\max}$; $A_p > A_k$; $t_p > t_k$. Указанные признаки связаны с тем, что цементное кольцо, сцепленное с колонной, оказывает сильное демптирующее влияние на колебания колонны и волна по колонне приходит к приемнику с очень малой амплитудой. Поэтому кривые t_p и A_p отметят следующую за ней волну по цементному кольцу или по породе.

При хорошем сцеплении цементного камня с колонной можно оценить также качество сцепления его с породами, привлекая диаграммы акустических или электрических методов, полученные в необсаженной скважине. Если наблюдается совпадение времени пробега t_p на диаграммах, записанных до и после обсадки скважины (расхождение не более

10—15 %), или прямое соответствие кривой A_p , снятой после обсадки, с кривой КС, то это указывает на хорошее сцепление цементного кольца с колонной и породами.

Если кривые t_p и A_p акустического цементомера расходятся с кривыми акустических и электрических методов, снятыми до обсадки скважины, то это указывает на плохую связь цементного кольца с породами.

Интервалы плохого сцепления (см. рис. 35, в) отмечаются амплитудами $A_k = (0,2 \div 0,8) A_{k\max}$; $t_p \approx t_k$. На всех кривых могут отбиваться отдельные муфты колонны. Часто интервалы плохого сцепления приурочены к кавернам.

Эффективность геофизических методов контроля цементирования обсадных колонн снижается при использовании легких тампонажных смесей, так как в этих случаях уменьшаются различия в объемных плотностях и упругих свойствах у жидкости и цементного камня за колонной и вызванные ими различия в показаниях кривых ГГЦ и АКЦ для зацементированного и незацементированного интервалов колонны.

Геофизические методы применяют также для решения других задач, связанных с контролем технического состояния скважин либо возникающих в процессе бурения и эксплуатации скважин. К ним относятся: определение места поглощения промывочной жидкости; выделение интервалов затрубного движения жидкости; контроль гидроразрыва пластов и др.

§ 4. Перфорация и торпедирование скважин

Перфорация скважин. Перфорацией называют создание каналов (отверстий) в колонне и цементном кольце против продуктивного пласта, предназначенных для сообщения пласта со скважиной. Кроме добывающих скважин перфорацию проводят: в нагнетательных скважинах для вскрытия заводняемых пластов; в скважинах с открытым забоем — для повышения проницаемости призабойной зоны уплотненных коллекторов; для повторного вскрытия пластов после капитального ремонта скважины; для прострела обсадных труб в случае необходимости их дополнительного цементирования и для других целей.

Обычно отверстия создаются путем прострела колонны и цементного кольца при помощи аппаратов, называемых стреляющими перфораторами. Перфораторы спускают в скважину на кабеле, используемом для управления прострелом. Применяются кумулятивные, пулевые и снарядные перфораторы.

В кумулятивном перфораторе используются кумулятивные заряды взрывчатого вещества. Кумулятивный заряд представляет собой прессованную шашку взрывчатого вещества, в основании которой имеется коническая (кумулятивная) выемка (рис. 36, а). В выемку вставлена металлическая воронка. В противоположной от выемки стороне установлен детонатор — небольшой заряд высокочувствительного взрывчатого вещества, способный возбудить взрыв всего заряда.

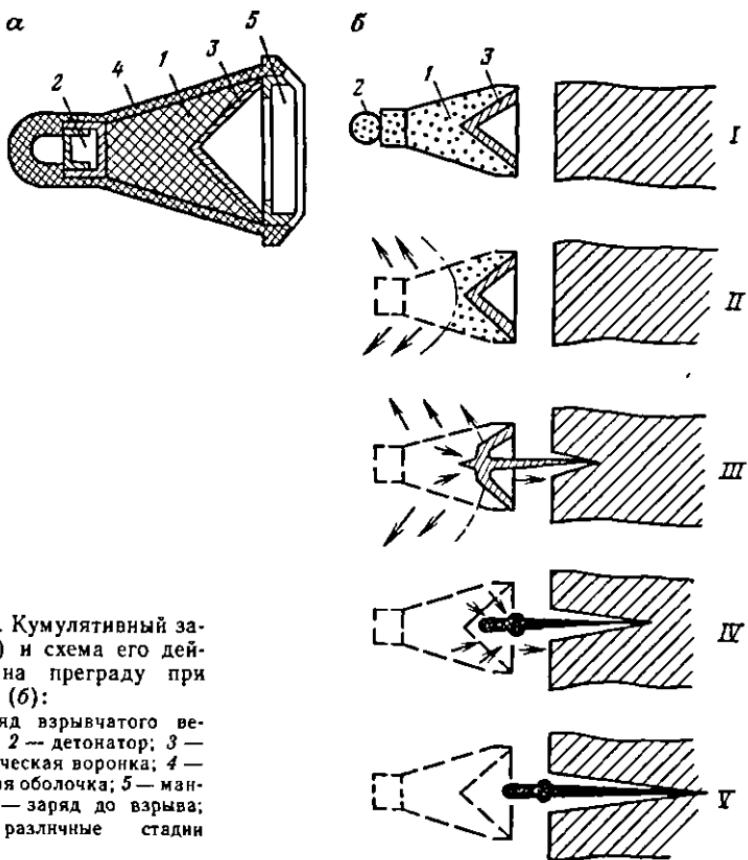


Рис. 36. Кумулятивный заряд (а) и схема его действия на преграду при взрыве (б):
1 — заряд взрывчатого вещества; 2 — детонатор; 3 — металлическая воронка; 4 — защитная оболочка; 5 — манжета; I — заряд до взрыва;
II—V — различные стадии взрыва

Взрыв кумулятивного заряда характеризуется следующей особенностью (см. рис. 36, б). В момент взрыва продукты взрыва сжимают воронку, и в металле возникают очень большие давления, при которых он начинает течь как жидкость. Образующаяся тонкая струя жидкого металла с большой скоростью выбрасывается вдоль оси выемки, пробивая преграду перед собой на значительную глубину.

Кумулятивный перфоратор представляет собой сборку из нескольких кумулятивных зарядов и средств их взрывания — взрывного патрона с электrozапалом и отрезка детонирующего шнуря, служащего для передачи детонации от взрывного патрона к зарядам. Кумулятивные перфораторы подразделяются на корпусные и бескорпусные.

В корпусном перфораторе заряды монтируются в герметичном кожухе — толстостенной стальной трубе, в которой по спирали расположены отверстия. При снаряжении перфоратора сборку из зарядов с детонирующим шнуром вставляют в кожух так, чтобы кумулятивные выемки зарядов находились против отверстий в корпусе. После снаряжения перфораторов отверстия в корпусе герметизируются. Корпусные перфораторы рассчитаны на многократное использование и применяются, когда необходимо исключить возможность повреждения обсадной колон-

ны и засорения забоя осколками, а также в случае высоких температур и давлений.

В бескорпусном перфораторе сборку из кумулятивных зарядов, снабженных прочными индивидуальными оболочками, устанавливают на стальной ленте, каркасе и т. п. При выстреле каркас частично разрушается. Бескорпусные перфораторы применяются в случае вскрытия пластов под колонной НКТ, а также, когда наблюдается искривление, смятие, узкие проходные сечения в колонне труб.

Пулевой перфоратор действует по принципу огнестрельного оружия. В его корпусе имеется ряд стволов с камерами. В камеру закладывают прессованный пороховой заряд с электровоспламенителем, а в ствол — пулю. При выстреле воспламеняется пороховой заряд. Образующиеся газы создают в камере высокое давление, под действием которого пуля вылетает из ствола с большой скоростью, пробивает колонну, цементное кольцо и входит в породу, образуя канал.

По последовательности выстреливания пуль перфораторы подразделяются на залповые и селективные. По расположению стволов различают пулевые перфораторы с горизонтальными и вертикально-криволинейными стволами. Перфораторы с горизонтальными стволами применяют для вскрытия слабосцепментированных коллекторов через одну колонну труб при отсутствии каверн, заполненных цементом. Перфораторы с вертикально-криволинейными стволами применяют для вскрытия малопроницаемых коллекторов через одну-две колонны труб, а также в случае сильно загрязненной призабойной зоны.

Снарядные перфораторы выстреливают разрывные пули, которые пробивают обсадную трубу и цементное кольцо. Углубившись в породу, они взрываются и образуют в ней каверны и трещины. Снарядные перфораторы имеют горизонтальное расположение стволов и залповое действие. Они применяются для вскрытия малопроницаемых коллекторов средней крепости, когда требуется увеличить проницаемость прискважинной зоны пласта.

Торпедирование скважин. Торпедированием называют взрыв в скважине, который осуществляют для освобождения прихватенных трубных колонн, разрушения металлических предметов в скважине, очистки фильтров в нефтяных и водозаборных скважинах от загрязнений, воздействия на прискважинную зону с целью повышения ее проницаемости. Подготовленный для взрыва в скважине заряд взрывчатого вещества, называемый торпедой, оснащают средствами взрывания: электrozапалом, капсюлем-детонатором и шашкой взрывчатого вещества, усиливающего начальный импульс детонации. Торпеду спускают в скважину на кабеле, используемом также для производства взрыва.

По характеру действия различают торпеды направленного действия (кумулятивные осевые и труборезы кольцевые) и общего действия (фугасные).

При срезе труб торпедированием предварительно устанавливают верхнюю границу прихвата — место, до которого с дневной поверхности по трубам можно передать усилие натяжения или вращения. Для этого применяют прихватоопределители (ПО). Измерительным элементом

ПО является катушка со стальным сердечником, с помощью которой вначале наносят на трубы магнитные метки, пропуская по катушке постоянный ток при остановке прибора в отдельных точках в районе предполагаемого прихвата на некоторое время. Затем регистрируют тем же прибором контрольную кривую, по которой определяют местоположение магнитных меток. Далее к трубам прикладывают усилие натяжения или вращения, после чего регистрируют повторную кривую. Под влиянием механической нагрузки магнитные метки стираются выше места прихвата, а в интервале прихвата сохраняются.

В скважинах также применяют взрывы пороховых зарядов для термогазохимического воздействия на пласты и скважинные тампонирующие снаряды для установки цементных мостов.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА

Глава 1

УСЛОВИЯ ЗАЛЕГАНИЯ И СВОЙСТВА ГАЗА. НЕФТИ И ВОДЫ В ЗАЛЕЖИ

Для успешной эксплуатации залежи нефти необходимо детально изучить литолого-фациальные и коллекторские свойства нефтеносных пород. Знание состава пород, их строения и распределения по площади продуктивного пласта позволяет рационально располагать добывающие скважины, намечать мероприятия по воздействию на пласт и обосновывать места заложения нагнетательных скважин. Без детального изучения нефтеносных пород невозможно организовать контроль за обводнением залежи нефти, характером выработки нефтеносных пластов и обеспечить высокий коэффициент нефтеотдачи.

Нефть и газ по химическому составу — очень сложные углеводороды, находящиеся при повышенных пластовых давлении и температуре, что отличает их свойства в пластовых условиях от свойств на поверхности.

Состояние смеси углеводородов на поверхности зависит от состава углеводородов, добываемых из скважины, и от давления и температуры, при которых их извлекают. Углеводороды, остающиеся в пласте на любой стадии его истощения, претерпевают физические изменения, так как пластовое давление по мере отбора из пласта нефти или газа уменьшается. Поэтому возникает необходимость изучения физических свойств углеводородов, находящихся в природных условиях, и особенно изменений этих свойств в зависимости от давления и температуры. Изучение этих данных позволяет выяснить физические явления, происходящие в недрах, оценить промышленные запасы нефти и газа в пласте и наметить мероприятия по наиболее полному извлечению их из недр.

Кроме свойств углеводородов необходимо изучать также свойства воды, которая занимает часть объема пласта, создает энергию для добычи нефти, а также извлекается вместе с нефтью и газом.

При формировании залежи нефти в результате региональной (первичной) миграции пористое пространство породы оказывается заполненным диффузно рассеянными нефтью, газом и водой. В дальнейшем внутри пористой породы жидкость и газ распределяются в соответствии с их плотностями: газ занимает повышенную часть пласта (образуя газовую шапку), ниже располагается нефть, а еще ниже вода. Однако полного гравитационного разделения газа, нефти и воды не происходит и часть воды (связанной водой) остается в газовой и нефтяной зонах пласта, удерживается там силами поверхностного натяжения в субкапиллярных порах.

§ 1 Коллекторские свойства горных пород

Коллекторами нефти и газа называют горные породы, обладающие способностью вмещать жидкости и газы и пропускать их через себя при наличии перепада давления.

Горные породы делятся на три основные группы: изверженные, осадочные и метаморфические. Подавляющее большинство мировых запасов нефти и газа приурочено к горным породам осадочного происхождения, обладающим необходимыми условиями для образования промышленных залежей. Осадочные породы образованы в результате разрушения, переноса и дифференциации в процессе осаждения в водных бассейнах ранее существовавших пород. Среди них по коллекторским свойствам выделяются терригенные (песок, песчаник, алевролит) и карбонатные (известняки, доломиты) коллекторы. Основными параметрами коллекторских свойств пород являются пустотность (пористость), проницаемость, трещиноватость.

Пустотность (пористость). Под пустотностью (пористостью) горной породы понимается наличие в ней пустот (пор). Пустотное пространство пород определяется размерами, конфигурацией, укладкой частиц, слагающих породу, содержанием цементирующих веществ, наличием трещин и каверн. Пустотность пород обусловлена как процессами седimentации (первичная пустотность), так и процессами дигенеза и эпигенеза (вторичная пустотность).

Различают: 1) полную пустотность (пористость) — пустотность породы-коллектора, включающую все виды пустот (пор); 2) открытую пустотность (пористость), которая включает в себя все сообщающиеся между собой пустоты (поры), в которые проникает данная жидкость (газ) при данном давлении; 3) эффективную пустотность (пористость), учитывающую лишь объем открытых пустот (пор), насыщенных нефтью (или газом), за вычетом содержания связанной воды.

Коэффициентом пустотности называют отношение объема пустот образца породы к видимому объему этого образца и выражают в процентах или долях единицы:

$$k_n = V_n / V_{обр}, \quad (I. 38)$$

где k_n — коэффициент пустотности; V_n — объем пустот образца породы; $V_{обр}$ — объем образца породы.

Коэффициент пористости — отношение объема пор коллектора к соответствующему видимому объему породы, характеризующее пустотность коллектора порового типа.

На коллекторские свойства пород порового типа влияют форма и особенно величина пор. Поры бывают: 1) сверхкапиллярные (диаметр более 0,508 мм), в которых жидкость активная и может свободно передвигаться; 2) капиллярные (диаметр 0,508—0,0002 мм), в которых также происходит движение жидкости и газов; 3) субкапиллярные (диаметр менее 0,0002 мм), в которых действие молекулярных сил настолько велико, что жидкость в них при наблюдающихся перепадах давления перемещаться не может.

Коэффициент пустотности карбонатных коллекторов меняется в широ-

ких пределах: от 3 до 50 %. Коеффициент пористости песчаных нефте-содержащих пород колеблется примерно от 10 до 40 %, в основной массе составляет 16—25 %.

В лабораторных условиях для определения коеффициента пористости применяют целый ряд методов. У нас в стране наиболее часто используется способ Преображенского, основанный на принципе насыщения образца породы жидкостью.

Образец породы, предварительно экстрагированный и высушенный, взвешивают и определяют его массу M , затем его насыщают жидкостью (обычно керосином) и определяют массу (M_k) насыщенного образца. Затем образец снова опускают в керосин и определяют его массу в керосине M_{kk} .

Разность между массами сухого и насыщенного образцов, деленная на плотность керосина, равна объему керосина, поглощенного образцом, что соответствует объему сообщающихся между собой пор, т. е. открытой пористости:

$$k_{\text{п.отк}} = (M_k - M) / (M_k - M_{kk}). \quad (I. 39)$$

Трещиноватость. Трещины — один из видов пустот пород-коллекторов. Это разрывы в горной породе (без перемещения блоков породы), характеризующиеся раскрытием от десятков микронов до десятков миллиметров, преимущественно тектонического происхождения, субвертикальной ориентировки относительно напластования пород, объединенные в системы более или менее правильными геометрическими сетками. В промысловой геологии основное внимание уделяется главным образом открытым трещинам, не заполненным вторичными минеральными или битуминозными образованиями.

Естественная трещиноватость — это свойственная практически всем горным породам рассеченность их мелкими трещинами (с возрастанием их густоты в следующем порядке: песчаники — алевролиты — аргиллиты — мергели — сланцы — известняки — доломиты).

Интенсивность трещиноватости измеряется величиной объемной плотности трещин — отношением половины суммарной площади стенок всех трещин, секущих некоторый объем горной породы, к величине этого объема.

Другой важный параметр трещиноватости — раскрытие трещин. По величине раскрытии трещин можно приближенно оценить величины трещинной пустотности и трещинной проницаемости.

Трещинная пустотность характеризует удельный объем трещин в горных породах, содержащихся главным образом в межзерновых порах или минералокавернах, сходных по своему строению с порами. Дополнительной емкостью как в терригенных, так и карбонатных коллекторах могут служить пустотные выщелачивания вторичного происхождения.

Проницаемость. Проницаемостью называется способность породы пропускать через себя жидкости и газы (при наличии перепада давления Δp). Коеффициент проницаемости количественно характеризует фильтрационные свойства коллектора. Для его оценки обычно используют линейный закон фильтрации Дарси, по которому скорость фильтрации

жидкости в пористой среде прямо пропорциональна градиенту давления и обратно пропорциональна динамической вязкости жидкости

$$v = \frac{Q}{F} = k_{np} \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p}{L}, \quad (I.40)$$

где v — скорость линейной фильтрации; Q — объемный расход жидкости в единицу времени; F — площадь сечения образца; Δp — перепад давления; L — длина пористой среды.

Согласно этому закону, коэффициент проницаемости k_{np} является константой пропорциональности, характеризующей пористую среду, причем в идеальном случае величина его не зависит от типа фильтруемой жидкости

$$k_{np} = \frac{Q \mu L}{\Delta p F}. \quad (I.41)$$

За единицу проницаемости в системе СИ принимается проницаемость такой пористой среды, при фильтрации через образец которой площадью 1 м² и длиной 1 м при перепаде давления 1 Па расход жидкости вязкостью 1 Па·с составляет 1 м³/с. Из формулы (I.41) следует, что k_{np} имеет размерность площади и в системе СИ измеряется в м².

Все сказанное выше справедливо для абсолютной проницаемости. Но при движении через образец неоднородной жидкости, представленной несколькими фазами (газ—вода, нефть—вода, газ—нефть, газ—нефть—вода), величины проницаемости, определяемые по фильтрации каждой из фаз, отличаются от абсолютной проницаемости и одна от другой. Поэтому различают еще эффективную (фазовую) проницаемость для данного газа или жидкости при одновременном присутствии в порах другой фазы — жидкой или газообразной.

Эффективная проницаемость изменяется в зависимости от характера фазы, температуры и давления. Она выражается в относительных единицах. Отношение величины эффективной проницаемости к абсолютной называется относительной проницаемостью породы. Она всегда меньше единицы. Для газа, нефти и воды относительная проницаемость обозначается соответственно $k_{pr,g}$, $k_{pr,n}$, $k_{pr,w}$.

В. Н. Кобранова приводит данные зависимости относительных проницаемостей нефти и газа от коэффициента водонасыщенности пустотного пространства горных пород (рис. 37). Согласно этим данным, при коэффициенте водонасыщенности $k_w = 20 \div 50\%$ относительная проницаемость $k_{pr,w} \approx 0$. С возрастанием водонасыщенности до 90 % $k_{pr,w}$ увеличивается до 70—85 %; $k_{pr,n}$ и $k_{pr,g}$ близки к нулю при k_w большем 90 %; $k_{pr,n}$ возрастает до 70 %, а $k_{pr,g}$ до 97 % с уменьшением k_w до 20 %. В зависимости от степени водонасыщенности возможен одно- или двухфазный поток.

Расход двухфазной жидкости, определяемый суммой коэффициентов относительных проницаемостей, всегда меньше расхода однофазной жидкости. Условия одновременной фильтрации трехфазного потока (нефть, газ, вода) ограничиваются очень узкой областью (рис. 38).

В лабораторных условиях для определения проницаемости образцов породы коллектора используют различного рода аппараты: ЛП-1, ВВК-1

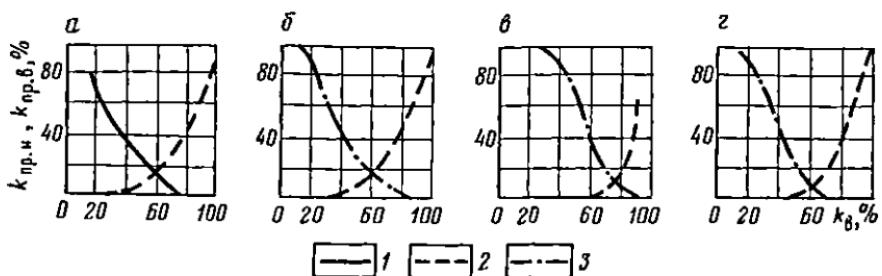
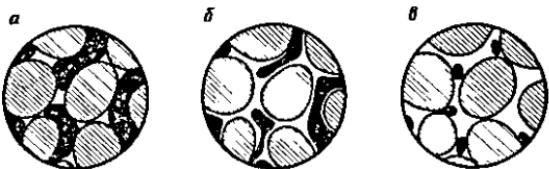


Рис. 37. Зависимости относительной проницаемости для нефти, газа и воды от коэффициента водонасыщенности породы (по В. Н. Кобрановой):

а и *б* — для песка; *в* — для песчаников; *г* — для известняков и доломитов. 1 — $k_{\text{пр}, \text{n}} = f(k_b)$; 2 — $k_{\text{пр}, \text{g}} = f(k_b)$; 3 — $k_{\text{пр}, \text{w}} = f(k_b)$

Рис. 38. Схема насыщенности гидрофильтрального песка нефтью и водой:

а — висячая (пендулярная) водонасыщенность; *б* — фундуктурная насыщенность водой и нефтью; *в* — «островная» нефтенасыщенность



ГК-5, УИПК и др. Они отличаются друг от друга конструкцией кернодержателя: одни рассчитаны на работу с высоким давлением, другие — с низким. Уплотнение керна в них также различное. Наиболее удачными в этом отношении являются кернодержатели с регулируемым внешним обжимом, с помощью которых определяют проницаемость в атмосферных условиях с незначительным внешним давлением, не вызывающим деформации пустотного пространства.

В промысловых условиях проницаемость определяют по кривым восстановления давления при неустановившемся режиме и по индикаторным кривым при установившемся режиме, а также по геофизическим данным.

Коэффициенты водо-, нефте-, газонасыщенности. Коэффициентом водо-, нефте- или газонасыщенности (k_b , k_n , k_r) называется отношение объема воды, нефти или газа (V_b , V_n , V_r), содержащихся в пустотном пространстве породы, к объему пустот V_p :

$$k_b = V_b / V_p; k_n = V_n / V_p; k_r = V_r / V_p. \quad (I. 42)$$

Сумма коэффициентов насыщенности породы нефтью, водой и газом равна единице. Обычно коэффициенты нефте- и газонасыщенности определяют по коэффициенту водонасыщенности k_b , исходя из соотношения $k_n = 1 - k_b$.

Коэффициенты насыщенности рассчитывают по формулам:

$$k_{b(n)} = V_{b(n)} \gamma_p / (k_p m), \quad (I. 43)$$

где $k_{b(n)}$ — коэффициент водо- или нефтенасыщенности; $V_{b(n)}$ — объем нефти или воды в образце; γ_p — плотность породы; k_p — коэффициент абсолютной пористости; m — масса породы после экстракции;

$$k_r = 1 - (k_n b_n + k_w b_w), \quad (1.44)$$

где b_n и b_w — объемные коэффициенты нефти и воды.

Имеется множество лабораторных методов определения нефтегазо-водонасыщенности и плотности остаточной нефти: перекачки, титрования, экстракции, полупроницаемой мембранные, центрифугирования и др., описанных в специальной литературе.

Нефтенасыщенность горных пород зависит от многих факторов — типов пород-коллекторов, эффективной пористости, проницаемости, трещиноватости. При гранулярном типе коллектора основными фильтрационными свойствами пористой среды должны обладать межзерновые поры, а трещиноватой среды — трещины. Одновременно трещинная проницаемость горной породы определяется законами движения флюидов в трещинах (раскрытием трещин и геометрии последних).

Данные о двух составляющих общей проницаемости (межзерновой и трещинной) и общей пустотности трещиноватой горной породы находятся в тесной связи со своеобразием процесса фильтрации, свойственным этим породам. В этом процессе фильтрации участвуют как поровые пространства (а также пустоты выщелачивания), так и трещины, обладающие достаточной протяженностью. Роль трещин в процессе фильтрации ведущая.

Исходя из вида пустотности (емкости) и проницаемости (фильтрации), все известные коллекторы нефти и газа подразделяются на группы — поровые (гранулярные), трещинные и смешанные.

Емкость поровых (гранулярных) коллекторов обусловлена структурой порового пространства. Одновременность существования пористой и трещиноватой сред в горной породе определяет смешанный тип коллектора, который с точки зрения гидродинамики рассматривается как система двух сред, вложенных одна в другую. Емкость его представлена несколькими видами пустот, являющихся к тому же различными фильтрационными средами. Смешанный тип коллектора встречается как среди терригенных, так и среди карбонатных пород. Это могут быть породы как с первичной (межзерновой), так и с вторичной (каверны, карстовые полости, трещины) пустотностью. Относительное преобладание видов пустот позволяет по этому признаку выделять подтип коллектора порово-трещинный, трещинно-поровый, трещинно-кавернозный и т. п.

§ 2. Свойства нефти

Нефть представляет собой сложную природную смесь углеводородных веществ, которые находятся в ней в жидким, газообразном и твердом состояниях. Кроме углеводородов в нефти присутствуют в небольшом количестве кислород, сера, азот, а также такие микрокомпоненты, как хлор, иод, фосфор и другие. Углеводородные соединения в нефти представлены тремя группами: метанового, нафтенового и ароматического рядов.

Нефть называется метановой, если в ней преобладают углеводороды метанового ряда, и ароматической — ароматического ряда. В большинстве нефтяных месторождений встречаются метановые нефти, зна-

чительно реже — нафтеновые и очень редко — ароматические. Широко распространены метановые нефти в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Западной Сибири, Средней Азии и на Северном Кавказе. В Западной Украине и Азербайджане преобладают нафтеновые нефти.

Общая формула для нефтей метанового ряда C_nH_{2n+2} , нафтенового — C_nH_{2n} , ароматического — C_nH_{2n-6} . Если в углеводородах число атомов углерода n от 1 до 4, то они находятся в газообразном состоянии, от 5 до 16 — в жидком, от 17 и выше — в твердом. При этом чем больше величина n , тем тяжелее углеводороды. Физические свойства нефтей во многом зависят от того, какие углеводороды преобладают — легкие или тяжелые. Составом углеводородов определяются товарные качества нефти. Состав нефти определяют методом разгонки и отбора фракций, которые выкипают в определенных температурных пределах, ($^{\circ}\text{C}$): до 100 — отбирается бензин I сорта, до 110 — бензин специальный, до 130 — бензин II сорта, до 265 — керосин («метеор»), до 270 — керосин обыкновенный, до 300 — масляные фракции. Остаток называется мазутом.

Различают нефти легкие (бензиновые) и тяжелые (топливные). При содержании в нефтях более 20 % масел, нефти называются масляными. Качество нефти во многом зависит от содержания в ней парафина, повышенное содержание которого в нефти приводит к повышению температуры застывания нефти и выпадению парафина. При этом значительно усложняются процессы добычи и перекачки нефти.

Нефти делятся по содержанию парафина на парафинистые, слабопарафинистые и беспарафинистые. В парафинистых нефтях парафина содержится свыше 2 %, в слабопарафинистых — от 1 до 2 %, в беспарафинистых — до 1 %.

Нефти классифицируются также по содержанию в них смол и серы. Так, при содержании в нефтях смол более 28 % они относятся к высокосмолистым, от 8 до 28 % — к смолистым, до 8 % — к мало-смолистым. По содержанию серы различают высокосернистые (серы более 0,5 %) и малосернистые (менее 0,5 %) нефти.

Из тяжелых смолистых нафено-ароматических нефтей в результате их метаморфизма образуются битумы: асфальты, асфальтиты, кериты, графит, озокерит.

Асфальты являются продуктом анаэробного подземного окисления нефтей, они имеют черный или буро-черный цвет, тусклый блеск и раковистый излом. Плотность $(1,05 \div 1,1) \cdot 10^{-3}$ кг/м³.

Групповой состав асфальтов: смол 30—50 %; асфальтенов 15—40 %, масел 25—45 %. Выход кокса 10—20 %; температура плавления 50—100 $^{\circ}\text{C}$. Элементный состав асфальтов: углерод 78—87 %, водород 11 %, азот + сера + кислород 5—10 %.

Асфальты адсорбируются на стенках трещин при вертикальной миграции нефти через глинистые трещиноватые породы. Нефть при этом обедняется асфальто-смолистыми веществами, становится более светлой, уменьшается ее плотность. Асфальты встречаются в виде жил и прожилок в глинах.

Пористые породы, пропитанные асфальтами, при выходе на дневную поверхность дополнительно подвергаются выветриванию. Асфальты могут

преобразовываться при длительном воздействии атмосферы в оксикериты, гуминокериты и землистые гидрофильные продукты. Высачиваясь на поверхность, тяжелые смолистые нефти образуют натеки, покровы кира или асфальтовые озера. Кирь образуются главным образом за счет окисления и поверхностного выветривания.

Асфальт применяется для покрытия дорог, полов, при строительстве гидротехнических сооружений, для приготовления черного лака; используется как хороший изолятор в электротехнике.

Асфальтиты образуются в результате анаэробного окисления нефтей и их дальнейшего изменения под действием воды и растворенного в ней кислорода. Асфальтиты — хрупкие битумы, черного цвета с блестящей поверхностью. Плотность $(1,13 \div 1,20) \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Температура плавления выше 100 °С, плавятся без видимого разложения. В хлороформе растворяются полностью. Выход кокса 15—50 %. Элементный состав асфальтитов, %: углерод 70—86, водород 7,5—9,5, азот 1—1,4, сера 1—5.

Кериты — твердые, хрупкие, углеподобные битумы с сильным блеском. Плотность $(1,1 \div 1,3) \cdot 10^{-3}$ кг/м³. При нагревании не плавятся, а всучиваются и разлагаются; в органических растворителях растворяются не полностью. Выход кокса 20—90 %. Элементный состав, %: углерод 80—90, водород 4—10, азот + сера + кислород 2,5—10.

Антраксолиты — минералы высшей степени метаморфизации битумов, черного цвета, с блестящей поверхностью, упругие. Не растворяются в органических растворителях, не содержат смол, асфальтенов, масел. Плотность $1,3 \div 2,0 \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Выход кокса 90—100 %. Элементный состав, %: углерод 90—99, водород 0,2—4, азот + сера + + кислород 0,5—5. Разновидность антраксолитов — шунгит. Он черного цвета с блестящей поверхностью, плотный. По составу близок к элементарному углероду. Плотность $(1,8 \div 2,0) \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Твердость 3—4. Шунгит аморфен, имеет раковистый излом. Обладает электропроводностью.

Графит — минерал серовато-черного цвета, жирный на ощупь. Плотность $2,2 \cdot 10^{-3}$ кг/м³. Состоит из чистого углерода. Графит — конечный продукт метаморфизма каустобиолитов нефтяного ряда и углей. Встречается в графитовых и гнейсовых сланцах, а также в зоне контакта известняков с интрузиями глубинных пород.

Озокерит — воскообразное вещество от светло-желтого до черного цвета. Мягок, пластичен. Температура плавления 60—80, реже 90—100 °С. Качество озокерита определяется температурой его плавления: чем выше температура плавления, тем качественнее озокерит. Он состоит в основном из твердых углеводородов парафинового ряда. Элементный состав озокерита, %: углерод 84—88, водород 13—15, NO 0,26, SO 0,2. Растворимость озокерита в щелочах, кислотах, спирте и воде — минимальная; он хорошо растворяется в бензине, керосине, нефти, сероуглероде, бензоле, хлороформе. Озокерит пропитывает пористые и проницаемые породы песчаников и известняков, образуя месторождения пластового типа. В зонах тектонической трещиноватости он образует жильные месторождения.

Озокерит широко используется во многих отраслях народного

хозяйства. Как изолятор он применяется в радио- и электротехнике, в текстильной, лакокрасочной и кожевенной промышленности. Озокерит, очищенный от смолистых веществ, называется техническим церезином и применяется в парфюмерии и медицине.

Нефть и продукты, получаемые из нее, широко используются во всех отраслях народного хозяйства. Особенно велико значение нефти в топливной и химической промышленности. В результате переработки нефти получают бензин, лигроин, керосин, синтетические масла, мазут, гудрон, битум, кокс, парафин и др.

Бензин используется как топливо для автомобильных и авиационных двигателей, лигроин и керосин — как топливо для легких дизелей и реактивных двигателей, синтетические масла — для смазки трущихся поверхностей, парафин — как сырье для получения различных жирных кислот и спиртов, в электротехнике он употребляется как изоляционный материал, парафин и вазелин — в медицине и парфюмерии.

Мазут используется как котельное топливо и сырье для изготовления масел и крекинг-бензина. Из битума приготавливают асфальт, лаки, пластмассы.

Из нефти изготавливается более 1000 видов различных продуктов, необходимых народному хозяйству.

При проектировании разработки месторождений необходимо иметь данные об основных свойствах нефти, таких, как удельный вес, плотность, вязкость, поверхностное напряжение, сжимаемость. Необходимо знать также и тепловые свойства нефти — теплоемкость, температуру кипения, застывания, испарения, температуру горения.

Удельным весом нефти называется вес единицы объема вещества, он выражается через плотность и ускорение свободного падения:
 $\gamma = \rho g$,

где ρ — плотность нефти; g — ускорение свободного падения.

Плотность нефти — это масса единицы ее объема. Она определяется по формуле

$$\rho = m/V,$$

где m — масса тела; V — объем вещества.

Определяют также относительную плотность нефти, которая выражается в виде безразмерного относительного числа: отношения массы определенного объема нефти к массе такого же объема воды. Массу нефтей и нефтепродуктов определяют при $+20^{\circ}\text{C}$, массу сравниваемого объема воды при $+4^{\circ}\text{C}$. Относительная плотность обозначается индексом d_4^{20} .

Единица измерения плотности — $\text{кг}/\text{м}^3$. В США ее измеряют в градусах АНИ (Американский нефтяной институт) при 60° F (около $15,5^{\circ}\text{C}$), плотность воды в этой системе равна 10° АНИ. Пересчетная формула от градусов АНИ к системе, принятой в СССР, следующая: $\rho_{15}^{15} = 141,5 / (131,5 + x^{\circ}\text{ANI})$,

10° АНИ соответствуют $\rho_{15}^{15} = 1$.

Плотность нефти определяют в лабораторных условиях. При разведочных работах ее измеряют при помощи ареометра.

нефти, добытой из скважины, всегда выше плотности нефти, находящейся в пласте. На снижение плотности нефти в пластовых условиях оказывают влияние насыщение ее растворенным газом и более высокая, по сравнению с поверхностью, температура пласта. Чем больше нефть насыщена газом и чем выше температура пласта, тем ниже плотность нефти. Плотность пластовой нефти определяют глубинными пробоотборниками в условиях, максимально приближенных к пластовым.

Величина, обратная плотности нефти, есть удельный объем нефти, т. е. объем единицы ее массы. Удельный объем пластовой нефти всегда больше удельного объема нефти, извлеченной на поверхность, вследствие того, что в поверхностных условиях уменьшается температура, снижается давление и выделяется растворенный в нефти газ.

Для того чтобы рассчитать объем пластовой нефти по объему добытой нефти, пользуются объемным коэффициентом, под которым понимается отношение объема пластовой нефти $V_{\text{пл}}$ к объему той же нефти на поверхности после выделения из нее растворенного газа при стандартных условиях $V_{\text{ст}}$:

$$b = V_{\text{пл}} / V_{\text{ст}}$$

Объемный коэффициент показывает, какой объем в пластовых условиях занимает 1 м³ сепарированной нефти, взятый при стандартных условиях, т. е. при давлении 0,018 МПа и температуре 20 °С.

Объемный коэффициент увеличивается с увеличением количества газа, растворенного в нефти, и с повышением температуры пласта. Этот коэффициент для нефтей, находящихся в глубоко расположенных пластах, достигает значения, равного 3. В среднем объемный коэффициент для нефтей большинства месторождений составляет 1,1—1,7.

Объемный коэффициент нефти определяют на основании анализа проб пластовой нефти, отобранных глубинными пробоотборниками. Если же имеются данные о фракционном составе газа в пластовых давлениях и температуре, то объемный коэффициент можно найти расчетным путем.

Величиной, обратной объемному коэффициенту нефти, является пересчетный коэффициент Θ :

$$\Theta = 1/b = V_{\text{ст}} / V_{\text{пл}}$$

Этим коэффициентом пользуются при нахождении объема добываемой нефти в нормальных условиях по объему пластовой нефти.

При расчетах используют также коэффициент усадки ϵ , который характеризует уменьшение объема нефти после извлечения ее на поверхность и выделения из нее газа:

$$\epsilon = (V_{\text{пл}} - V_{\text{ст}}) / V_{\text{пл}}$$

Вязкость — это свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц при движении. Различают три вида вязкости: динамическую, кинематическую и относительную.

Динамическая вязкость μ выражается величиной сопротивления в ньютонах взаимному перемещению двух слоев жидкости

с поверхностью 1 м², отстоящих друг от друга на 1 м, при относительной скорости перемещения 1 м/с. Измеряется динамическая вязкость в Н·с/м², или Па·с.

Кинематическая вязкость ν представляет собой отношение абсолютной вязкости μ к плотности жидкости ρ . Единица измерения кинематической вязкости — м²/с.

$$\nu = \mu / \rho.$$

Кроме динамической и кинематической вязкостей, представляющих собой абсолютную вязкость, выделяют еще условную (относительную) вязкость.

Условная вязкость — отношение времени истечения из вискозиметра 200 см³ испытуемой жидкости ко времени истечения 200 см³ дистиллированной воды при 20 °С. Выражается в градусах Эиглера.

Вязкость нефти зависит от многих факторов, важнейшими из которых являются пластовые давление, температура, растворенный в нефти газ, а также химическая структура молекул вещества нефти, его природа. Чем выше давление, тем больше вязкость нефти. С повышением температуры и увеличением растворенного в нефти газа вязкость нефти уменьшается. Поэтому вязкость пластовой нефти всегда ниже добываемой нефти. На различных месторождениях величины вязкости нефти колеблются в широких пределах.

Поверхностное натяжение σ выражается в сопротивлении жидкости к увеличению своей поверхности. Единица измерения поверхностного натяжения — Н/м. Поверхностное натяжение существует на границе раздела любых двух фаз и играет существенную роль при движении нефти в пористой среде. При этом происходит непрерывное изменение сечения пустот и, следовательно, изменяется поверхность частиц нефти, проникающей по пласту. Таким образом, чем больше величина поверхностного натяжения и резче изменяется сечение поровых каналов, тем больше расходуется пластовой энергии на преодоление сил поверхностного натяжения нефти при движении ее к забоям скважин. Чем больше плотность нефти, тем больше ее поверхностное натяжение. При увеличении температуры и растворения в нефти газа оно уменьшается. Тяжелые нефти характеризуются большим поверхностным натяжением, легкие — меньшим. При увеличении пластового давления поверхностное натяжение увеличивается.

Удельная теплоемкость нефти — количество тепла, которое необходимо затратить для нагревания 1 г нефти на 1 °С. Удельная теплоемкость колеблется в пределах 1,68—2,10 Дж. С повышением плотности нефти она уменьшается.

Теплота сгорания нефти — количество тепла, которое выделяется при сгорании 1 кг нефти. Низшая теплота сгорания нефти изменяется от 43 260 до 45 360 кДж/кг, увеличиваясь с уменьшением плотности.

Нефти и нефтепродукты легко растворяются в органических растворителях: бензине, хлороформе, четыреххлористом углероде, сероуглероде и др. Растворимость нефти в воде ничтожно мала. Так, в 1 м³ воды может раствориться 270 г керосина. Нефть и ее продукты

являются хорошим растворителем для ряда веществ: иода, серы, каучука, многих смол, растительных и животных жиров. Нефть растворяет воду в количествах, измеряемых тысячными долями процента.

Нефть и ее производные по отношению к электрическому току являются изоляторами.

Оптическая активность нефти выражается в способности нефти вращать плоскость поляризации света. Большинство нефтей вращает ее вправо. Наиболее высокими величинами оптического вращения обладают тяжелые смолистые нафтеновые и ароматические нефти. Оптическая активность нефти — одно из свойств, подтверждающих ее органическое происхождение. Оптически активные вещества в той или иной мере связаны с оптически деятельными соединениями животного или растительного происхождения.

Кроме основных физических свойств нефти необходимо также знать и свойства нефти в пластовых условиях, поскольку нефть здесь находится под воздействием высоких давлений и повышенных температур, а также содержит растворенный газ. Все это влияет на свойства пластовой нефти и условия ее движения по пласту.

В пластовой нефти содержатся как жидкие, так и газообразные углеводороды. Причем они могут находиться как в однофазном состоянии, когда весь газ растворен в нефти, так и в двухфазном, когда наряду с газированной нефтью присутствует и свободный газ.

Основные характеристики пластовой нефти — давление насыщения и сжимаемость.

Давление насыщения — это давление, при котором весь газ, находящийся в пласте, растворен в нефти. При понижении давления из нефти начинают выделяться пузырьки свободного газа. Если давление насыщения равно пластовому, то нефть является насыщенной, если же оно ниже пластового, то нефть будет недонасыщенной. Чем тяжелее нефти, тем выше давление насыщения; чем тяжелее углеводородные газы, тем при меньших давлениях они растворяются в нефти. Давление насыщения изменяется в процессе разработки залежи. Так, в начале разработки нефть характеризуется начальным давлением насыщения, по мере снижения давления в результате разработки в пласте устанавливается новое текущее давление насыщения.

Давление насыщения обычно определяют по пробам пластовой нефти. Одновременно можно найти и газовый фактор, т. е. количество газа, растворенного в единице объема нефти ($\text{м}^3/\text{м}^3$).

Сжимаемость нефти. Нефть уменьшает свой объем, т. е. сжимается при увеличении давления. Коэффициент сжимаемости

$$\beta = \frac{V_1 - V_2}{\Delta p V_1} \left[\frac{1}{\text{Па}} \right],$$

где Δp — перепад начального и конечного пластового давления; V_1 и V_2 — соответственно начальный и конечный объемы жидкости.

Коэффициент сжимаемости можно также рассчитать, зная значения объемного коэффициента, определенные в лабораторных условиях, при этом

$$\beta = \frac{b_1 - b_2}{\Delta p b_1} \left[\frac{1}{\text{Па}} \right],$$

где b_1 и b_2 — объемные коэффициенты для начального и конечного давления.

Значения коэффициента сжимаемости для нефти весьма низкие, примерно от $(0,6 \div 1,8) \cdot 10^{-4}$ 1/Па. С увеличением количества растворенного в нефти газа коэффициент сжимаемости резко возрастает до $14 \cdot 10^{-4}$ 1/Па.

При изучении свойств и характеристик пластовых нефтей наиболее достоверные данные можно получить при отборе проб нефти с помощью глубинных пробоотборников. Пробоотборник опускают в работающую скважину обычно до глубины средних отверстий фильтра. При выборе скважин для отбора проб нефти необходимо предварительно тщательно ознакомиться с геологическим строением объекта. Так, если нефтеносный горизонт полого расположен, без каких-либо нарушений, то выбирают скважины, равномерно расположенные друг от друга на значительном расстоянии, и их количество зависит от размеров залежи. Если же объект имеет сложное геологическое строение, т. е. преобладают дислокационные нарушения или крутопадающие пласти, то получение наиболее полного представления о характеристиках пластовой нефти становится затруднительным. Это связано прежде всего с тем, что свойства пластовой нефти в различных частях объекта различны, что в свою очередь обусловливается различиями в величинах температуры и давления. Температура в поднятых частях пласта ниже, чем в опущенных. Если пласт имеет экранирующие нарушения, то в нем могут содержаться разные по составу нефти. Разные составы нефти могут быть связаны и с неустановившимся термодинамическим равновесием в пласте между жидкими и газообразными углеводородами. При этом газонасыщенность пласта будет также неодинаковой и убывающей вниз по падению пласта. Следовательно, при сложном геологическом строении объекта скважины для отбора проб необходимо выбирать в каждом конкретном случае по-разному.

При выборе скважин для отбора проб необходимо также особое внимание уделять техническому состоянию скважин. Скважины должны отвечать требованиям безопасности при спуске глубинных приборов. Фонтанные трубы должны быть в исправном состоянии, не должны иметь вмятин, диаметр их не должен быть менее 50,8 мм, из колонны фонтаных труб должен быть оборудован упором.

Перед спуском глубинного пробоотборника верхнюю часть трубы очищают от отложений парафина (если нефть парафинистая); безопасность работ предварительно проверяют спуском в трубы шаблона.

Перед отбором глубинных проб необходимо замерить пластовые давление и температуру. Данные эти требуются для того, чтобы выбрать тот режим работы скважины, при котором забойное давление выше давления насыщения, вследствие чего в забое не будет свободного газа. Если скважина до отбора глубинной пробы работала на режиме давления ниже давления насыщения, то перед началом отбора проб

этую скважину необходимо перевести на тот режим, при котором предполагается отбор проб.

Для новых скважин, которые вскрыли еще не затронутые эксплуатацией части пласта, обязательным условием является восстановление пластового газового фактора, которое зависит от величины депрессии вокруг скважины, пористости и проницаемости пласта, вязкости нефти.

Для правильной интерпретации результатов исследования требуется определить содержание воды в нефти. Пробы желательно отбирать из скважин с безводной нефтью. Пробу нефти, взятую глубинным пробоотборником, переводят в стальной сосуд, предназначенный для длительного хранения и транспортировки пробы под давлением.

Соблюдение всех изложенных правил отбора проб глубинными пробоотборниками дает возможность получить наиболее полное представление о свойствах пластовой нефти той или иной залежи.

При оценке содержания нефти в породах-коллекторах особое внимание следует уделить наличию в них так называемой связанной воды. Современные исследования показывают, что содержание связанной воды в нефтеносных пластах колеблется от 6 до 70 %. Связанной воды в пласте тем больше, чем меньше проницаемость пористой среды и размеры поровых каналов, чем больше число этих каналов и удельная поверхность и чем меньше количество поверхностноактивных веществ в нефтях.

Тщательное изучение законов изменения объема и поведение связанной воды имеет огромное значение для проектирования разработки месторождений, осуществления мероприятий по воздействию на пласт, а также для подсчета запасов нефти. При определении количества связанной воды рекомендуется использовать специальные скважины. Керн для лабораторных исследований отбирают из скважины, ствол которой при вскрытии пласта заполняется промывочной жидкостью, приготовленной на нефтяной основе. Проникающая в керн нефть при промывке ствола не изменяет содержания связанной воды в нем, в то время как при попадании в образец породы воды из обычного глинистого раствора картина истинного содержания воды значительно искается. Если при отборе образца керна бурение специальных скважин не применялось, то содержание связанной воды определяют с помощью различных косвенных методов: а) определение зависимости между проницаемостью пласта и водонасыщенностью; б) метод капиллярных давлений; в) метод центрифугирования; г) определение содержания хлоридов в керне.

Для того чтобы более эффективно использовать первый метод, необходимо графики зависимостей строить по фактическим данным для каждого конкретного нефтяного месторождения.

Метод капиллярных давлений заключается в следующем. Проэксстрагированный и высушенный образец породы насыщают под вакуумом керосином или водой и помещают в цилиндр с полупроницаемой мембраной. Путем нагнетания в цилиндр воздуха или керосина создают все более высокие давления. Вытеснение жидкости происходит при каждом давлении из тех пор, капиллярное давление в которых ниже давления

в цилиндре. Количество жидкости, вытесненной при каждом определенном давлении, определяют взвешиванием. Затем по полученным данным строят график зависимости между капиллярным давлением и остаточной водонасыщенностью. При этом минимальная водонасыщенность, получившаяся при опыте, будет соответствовать количеству связанной воды в данном образце породы.

При определении связанной воды с помощью метода центрифугирования исследуемый образец породы экстрагируют, высушивают и насыщают под вакуумом водой, которую удаляют затем из образца центрифугированием. Количество удерживающейся в породе воды находят как разность между массой образца со стабильной остаточной водой после центрифугирования и массой сухого образца.

Недостатком методов капиллярных давлений и центрифугирования является то, что при их использовании не воспроизводятся пластовые условия и, следовательно, содержание связанной воды в породе оценивается приближенно.

Кроме перечисленных методов определения содержания связанной воды в породах применяют также промыслово-геофизические методы, основанные на связи удельного сопротивления с нефтенасыщенностью пород. Так, для одного и того же коллектора при всех прочих равных условиях величина удельного сопротивления повышается с увеличением нефтенасыщенности пласта. Необходимо, однако, учитывать влияние процессов, происходящих в прискважинной зоне пласта, искажающих истинное значение нефтенасыщенности пород. Резкое изменение нефтенасыщенности может происходить при набухании глины в прискважинной зоне, возможно также проникновение в пласт фильтрата глинистого раствора. Поэтому для исследования остаточной водонасыщенности и более точного определения нефтенасыщенности следует хотя бы в одной скважине вскрыть пласт на известково-битумном растворе и сопоставить затем результаты геофизических исследований с данными, полученными в специальных скважинах.

Многочисленными исследованиями установлено, что количество связанной воды в песках и песчаниках больше, чем в карбонатных породах.

Среднее значение нефтенасыщенности по нефтяным месторождениям составляет 80—86 % (для мелко- и среднезернистых песчаников); коэффициент нефтенасыщенности при отсутствии фактических данных в среднем принимают 0,6—0,8.

§ 3. Свойства газа

Горючие газы в недрах Земли находятся либо в свободном состоянии, либо совместно с нефтью (попутные газы).

Свойства газа определяются свойствами его компонентов. Нефтяной газ состоит преимущественно из метана (CH_4), его содержание в газовой смеси достигает 95 % и более. В газовую смесь также входят этан, пропан, бутан, пары бензина.

По содержанию паров бензина газы подразделяются на жирные, полужирные, сухие. Жирные газы содержат бензина свыше 150 г,

полужирные 75—150 г и сухие до 75 г на 1 м³ газа. Содержание метана в них также различное. Больше всего его в сухих газах — более 90 %, в жирных газах — до 55 %.

Углеводородные газы при сравнительно малых концентрациях в воздухе могут образовать с ним чрезвычайно взрывоопасную смесь. Для метана высший и низший пределы взрываемости составляют 5 и 15 % объема, для пропана — 2,4 и 9,5 % объема, для паров более тяжелых углеводородов эти пределы еще ниже.

Природные углеводородные газы используются во всех отраслях народного хозяйства: как топливо, в металлургической и металлообрабатывающей промышленности при выплавке металлов и их термической обработке, в пищевой промышленности, в коммунальном хозяйстве, в быту.

В химической промышленности углеводородные газы служат важнейшим химическим сырьем при получении метилового и этилового спиртов, ацетона, толуола, бензола, хлороформа, синтетического каучука, пластмасс, глицерина.

Из газов, содержащих сероводород, добывают серу.

Характеристики углеводородных газов при стандартных условиях приведены в табл. 1.

Плотность газа — это масса 1 м³ газа при температуре 0 °С и атмосферном давлении $p=0,1$ МПа; измеряется в кг/м³. Относительная плотность газа есть отношение плотности газа к плотности воздуха при стандартных условиях. Плотность нефтяных газов колеблется от 0,554 для метана до 3,459 для гептана и выше.

Молекулярная масса газа — сумма масс атомов, входящих в состав молекулы; измеряется в киломолях или молях. Объем киломоля для всех газов постоянен и равен при стандартных условиях 22,4 м³, а моля — 22,4 л.

Вязкость газа — внутреннее трение, возникающее при его движении. За единицу измерения динамической вязкости принимается вязкость такой среды, в которой на площадь слоя в 1 м² действует сила внутреннего трения в 1 Н при градиенте скорости, равном 1 с⁻¹ (Н·с/м²), или 0,1 Па·с. Вязкость газов очень мала и не превышает 0,01 мПа·с, с повышением давления она увеличивается.

Углеводородные газы отклоняются от законов газового состояния для идеальных газов. При этом вводится понятие о коэффициенте сжимаемости газа z , под которым понимается отношение объемов реального и идеального газов при одинаковых условиях, т. е. при одних и тех же давлении и температуре:

$$z = pV/(RT),$$

где p — давление газа; V — объем газа; R — универсальная газовая постоянная; T — абсолютная температура.

Для различных условий числовые значения коэффициента сжимаемости определяют лабораторным путем или же по опытным кривым, при этом используют зависимость коэффициента сжимаемости нефтяных газов от критических давлений и температур отдельных углеводородов, составляющих газовую смесь. Критической называется такая

Таблица 1

Показатели	Обозначение	Метан CH_4	Этан C_2H_6	Пропан C_3H_8	Изобутан $i\text{-C}_4\text{H}_10$	Нормальный бутан- C_4H_{10}	Изопентан $i\text{-C}_5\text{H}_{12}$	Нормальный пентан- C_5H_{12}	Гексан C_6H_{14}	Гептан C_7H_{16}	Азот N_2	Углекислый газ CO_2	Сероводород H_2S
Молекулярная масса	M	16,04	30,07	44,10	58,12	58,12	72,15	72,15	86,17	100,2	28,2	44,01	-
Величина, обратная молекулярной массе	$\frac{1}{M}$	0,0623	0,0333	0,0227	0,0172	0,0172	0,0139	0,0139	0,0116	0,00998	-	-	-
Относительная плотность к воде (масса в жидкой фазе), кг/л	ρ	0,3	0,378	0,509	0,564	0,584	0,624	0,631	0,664	0,668	0,808	1,56	-
Отношение молекулярной массы к плотности	$\frac{M}{\rho}$	53,46	79,54	86,67	103	99,5	115,7	114,4	129,8	145,6	-	-	-
Отношение плотности к молекулярной массе	$\frac{\rho}{M}$	0,0187	0,0126	0,0116	0,0097	0,01	0,00867	0,00877	0,0077	0,00686	-	-	-
Объем 1 кг газа, м ³	$\frac{22,4}{M}$	1,4	0,74	0,508	0,385	0,385	0,31	0,31	0,262	0,223	0,799	0,509	-
Плотность по воздуху	$\frac{M}{28,97}$	0,554	1,038	1,522	2,006	2,006	2,49	2,49	2,974	3,459	0,967	0,514	-
Масса 1 м ³ газа, кг	$\frac{M}{22,4}$	0,714	1,35	1,97	2,85	2,85	3,22	3,22	3,81	4,48	1,25	1,964	-
Объем 1 м ³ газа в жидкой фазе, л	$\frac{0,0422M}{\rho}$	2,26	3,36	3,66	4,36	4,2	4,9	4,85	5,49	6,15	-	1,19	-
Объем 1 л жидкого газа в газовой фазе, м ³	$\frac{23,65\rho}{M}$	0,442	0,29	0,272	0,23	0,236	0,205	0,207	0,182	0,1625	-	-	-
Критическая температура, К	T_{kp}	191,1	305,2	368,8	407,2	426,2	460,2	470,4	508,0	540,2	126,1	242,1	373,7
Критическое давление, МПа	p_{kp}	4,58	4,82	4,20	3,64	3,747	3,29	3,3	2,994	2,7	3,349	7,29	8,89
Газовая постоянная	$\frac{848}{M}$	52,95	28,19	19,23	14,59	14,59	14,59	14,75	9,84	8,43	30,33	19,24	-

температура, выше которой газ не может быть превращен в жидкость ни при каком давлении. Давление, соответствующее этой критической точке, называется критическим давлением.

Растворимость углеводородных газов в нефти. Для реальных нефтяных газов наблюдаются значительные отклонения от закона Генри, по которому количество растворенного в жидкости газа прямо пропорционально давлению при постоянной температуре. Причем установлено, что это отклонение тем больше, чем лучше растворяются газы в жидкости. Жирные газы лучше растворяются в нефти, чем сухие.

В более легких нефтях углеводородные газы растворяются лучше, чем в тяжелых. Коэффициент растворимости газа в нефти колеблется в пределах 0,25—2 и изменяется в зависимости от состава газа и нефти и от температуры. При повышении температуры растворимость газов в нефти снижается.

Выделение газа из нефти при снижении давления происходит в следующем порядке: сначала выделяются сухие, труднорастворимые газы (преимущественно метан), а затем более жирные.

Количество растворенного в нефти газа определяют по глубинным приборам; при этом необходимо максимально сохранять пластовые условия. Дегазация нефти происходит в различных условиях. Если газ, выделившийся из раствора, остается до окончания дегазирования в контакте с нефтью, то процесс дегазации называется контактным. Если же газ, выделившийся из раствора, по мере снижения давления отводится из системы, то процесс дегазации называется дифференциальным.

Количество газа, выделившегося при контактном и дифференциальном дегазировании, — различное. При контактном дегазировании в системе сохраняются все компоненты газа, выделившегося из раствора, в том числе и наиболее легкие его части, а это, в свою очередь, усиливает парообразование более тяжелых углеводородов.

При дифференциальном дегазировании интенсивность выделения газа из раствора уменьшается. Это объясняется тем, что при отводе из системы выделившихся из раствора фракций, в контакте с жидкостью остаются все более тяжелые фракции, имеющие возрастающее парциальное давление, что приводит к уменьшению выделяющегося газа.

4. Подземные воды нефтяных месторождений

В промысловой геологии знание химического состава вод, их температуры и давления помогают решать ряд задач проектирования разработки, бурения и эксплуатации, подсчета заносов углеводородов, создания искусственных подземных газохранилищ, сброса и очистки технических вод, вторичных методов эксплуатации месторождений нефти и газа, эксплуатации водоносных пластов нефтегазовых месторождений.

Сведения по гидрохимии представляют значительный интерес при проведении промыслово-геофизических работ в процессе интерпретации данных промысловой геофизики.

Ионно-солевые растворы, которыми являются пластовые нефтяные воды, могут по-разному влиять на показания различных геофизических методов исследования скважин. Кроме того, интерпретация геофизических данных позволяет выяснить гидрогеологическую характеристику пластов.

Вода в породах может находиться в различных по физическим свойствам формах: при положительных температурах — в жидким и газообразном состояниях, а при отрицательных — в твердом.

По современным представлениям в породах различают воды свободную (гравитационную, капиллярную, сорбционно-замкнутую), физически связанные (стыковую, рыхло связанную, прочно связанную), парообразную, твердую, в виде включений в минералах, химически связанные.

Свободная гравитационная вода находится в водопроницаемых пористых и трещиноватых породах в капельно-жидком состоянии, т. е. в свободной форме, передающей гидростатическое давление и передвигающейся под действием силы тяжести. Запасы этой воды в породах практически неисчерпаемы и именно она является основным объектом изучения.

Капиллярная вода пронизывает поры и трещины пород, имеющие размеры капилляров. Капиллярная вода подчиняется менисковым силам и только при сплошном насыщении может передавать гидростатическое давление.

Сорбционно-замкнутая вода представляет собой свободную воду, изолированную от основной массы воды перемычками, заполненными стыковыми (или связанными) водами.

Физически связанная вода удерживается на поверхности минеральных частиц силами молекулярного сцепления и имеет форму тончайших пленок толщиной до нескольких сотен диаметров молекулы воды.

Химически связанная вода подразделяется на цеолитную (содержащуюся в минералах в непостоянном количестве), кристаллизационную (входящую в состав минералов в постоянных количествах), конституционную (входящую в состав кристаллической решетки и способную к выделению только при полном разрушении минералов).

Характеристиками пород, содержащих воды, являются их влагоемкость, водоотдача и водоудержание.

Влагоемкость породы — способность ее вмещать определенное количество воды. Полная влагоемкость — это то количество воды, которое может вместить порода при полном насыщении пор, она выражается в процентах от веса сухой породы. Капиллярная влагоемкость — максимальное содержание воды в порах-капиллярах. Водоотдача — способность пород выделять влагу. Коэффициентом водоотдачи называется отношение объема стекающей воды к объему всей породы. Удельное водоудержание — то количество воды, которое удерживается породой при свободном истечении, оно выражается в процентах от объема породы.

Основы гидрохимии. Химические и физические свойства вод. Гидрохимия — часть гидрологии, занимающаяся изучением химического

состава природных вод. Природные воды представляют собой растворы, содержащие растворенные соли, ионы, коллоиды, газы. Наибольшее значение имеют ионно-солевой и газовый составы природных вод.

В природных водах содержатся шесть ионов: анионы — хлор-ион Cl^- , сульфат-ион SO_4^{2-} ; гидрокарбонат-ион HCO_3^- ; катионы — ионы натрия Na^+ , кальция Ca^{2+} , магния Mg^{2+} .

По количественному содержанию в составе воды первое место занимает всегда какой-нибудь из указанных трех анионов и какой-нибудь из трех катионов. Обычно в пресных водах преобладают HCO_3^- и Ca^{2+} , в соленых — Cl^- и Na^+ .

Особое место занимают ионы водорода H^+ и гидроксилона OH^- , т. е. диссоциированная часть молекул самой воды. Количественное содержание их ничтожно, но химическое влияние велико.

Все ионы могут находиться в воде как в ассоцииированном виде (соли), так и в виде отдельных ионов.

Суммарное содержание в воде растворенных ионов, солей и коллоидов называют минерализацией воды. Величины минерализации подземных вод колеблются в широких пределах.

К пресным относят воды с минерализацией менее 1 г/л, к минеральным (или соленым) — воды с минерализацией 1—35 г/л, к рассолам — с минерализацией выше 35 г/л.

При изучении гидрографии нефтяных и газовых месторождений необходимо знать содержание в воде растворенных газов.

Основные газы в подземных водах — азот N_2 , двуокись углерода (углекислый газ) CO_2 , метан CH_4 .

Количество каждого растворенного газа в воде выражается в объемных единицах — см³/л. Общая газонасыщенность воды представляет сумму объемов всех растворенных в данной воде газов.

Основными химическими свойствами вод являются реакция среды и жесткость.

Реакция среды — щелочно-кислотные свойства воды — определяется концентрацией водородных ионов, которую выражают через показатель степени величины этой концентрации, взятый с обратным знаком, и обозначают через pH. $\text{pH} = -\lg(\text{H}^+)$. При pH=7 реакция среды нейтральна. В кислой среде pH меньше 7, в щелочной — больше 7. Обычно природные воды имеют pH от 6 до 8.

Жесткость воды зависит от содержания растворенных солей кальция и магния. Различают жесткость общую, устранимую и постоянную. Общая жесткость отвечает суммарному содержанию ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} , устранимая — той части ионов кальция и магния, которая при кипячении выпадает в осадок, образуя налеты. Постоянная жесткость составляет разницу между общей и устранимой.

Основные физические свойства и характеристики вод: плотность, вязкость, сжимаемость, электропроводность, радиоактивность, температура.

Плотность воды (отношение массы воды к ее объему) возрастает с увеличением степени минерализации, определяется ареометром или пикнометром.

Вязкость (внутреннее сопротивление частиц жидкости ее движению)

жению) в природных водах является функцией температуры и минерализации. Вязкость воды при температуре 15 °С в 6 раз превышает вязкость при температуре 100 °С. Определяется вискозиметрами.

Электропроводность подземных вод — одна из составляющих при интерпретации результатов электрометрии скважин. Электропроводность природных вод обусловлена тем, что они являются растворами электролитов. О величине электропроводности судят по удельному электрическому сопротивлению. За единицу удельного сопротивления принимают ом-метр (Ом·м). Подземные воды обычно характеризуются величинами удельных сопротивлений от 0,02 до 1 Ом·м. С увеличением температуры и степени минерализации удельное сопротивление уменьшается.

Температура природных вод зависит как от внешних условий, так и от направления и скорости движения подземных вод. В нефтеносных районах до глубин 3000 м пластовые температуры не превышают обычно 80 °С. Воды с температурой более 37 °С называются термальными.

Формы изображения химического состава вод. Химический состав природных вод принято изображать в массово-ионной, эквивалентной и процент-эквивалентной формах.

Массово-ионная форма — выражение состава воды в количествах отдельных ионов. Содержание ионов в миллиграммах или граммах относят к единице объема или массы (обычно 100 см³, 1000 см³, 100 г, 1 кг).

Эквивалентная форма изображения состава вод более-точно учитывает химические свойства воды. Ионы, находящиеся в растворе, реагируют между собой в определенных количествах, зависящих от массы и валентности ионов (в эквивалентных количествах). Эквивалентом называется частное от деления ионной массы на его валентность. Массово-ионную форму переводят в эквивалентную путем деления величин содержания ионов, выраженных в миллиграммах или граммах, на величину эквивалента иона. Наличие перед химическим символом иона буквы *r* (например, *rNa⁺*, *rCl⁻* и т. д.) означает, что содержание данного элемента выражено в эквивалентной форме.

Процент-эквивалентная форма показывает относительную долю каждого иона в общей сумме растворенных ионов. Общая сумма всех ионов, взятых в эквивалентной форме, приравнивается 100 %, а сумма катионов, равная сумме анионов, составляет 50 %. Содержание каждого иона, выраженное в процентах от суммы всех ионов, дает процент-эквивалентную форму изображения ионно-солевого состава воды.

Химическая классификация природных вод. Общепризнанной среди нефтяников является классификация природных вод В. А. Сулина. В. А. Сулин подразделяет природные воды на четыре типа по характерным соотношениям между главными ионами, типы — на группы и подгруппы по признаку преобладания того или иного аниона или катиона. В основу классификации положены три основных коэффициента (в %-экв): *rNa/rCl*; (*rNa* — *rCl*)/*rSO₄*; (*rCl*) — *rNa*)/*rMg*.

Пользуясь этими коэффициентами, выделяют четыре генетических

Таблица 2

Тип воды по В. А. Сулину	Коэффициенты		
	$r\text{Na}/r\text{Cl}$	$(r\text{Na} - r\text{Cl})/r\text{SO}_4$	$(r\text{Cl} - r\text{Na})/r\text{Mg}$
Сульфатно-натриевый	1	1	0
Гидрокарбонатно-натриевый	1	1	0
Хлоридно-магниевый	1	0	1
Хлоридно-кальциевый	1	0	1

типа вод (табл. 2). В. А. Сулин назвал эти типы генетическими потому, что они приблизительно отвечают основным природным обстановкам их формирования и нахождения в недрах.

Так, по В. А. Сулину, сульфатно-натриевый и гидрокарбонатно-натриевый типы отвечают континентальной обстановке, хлоридно-магниевый — морской обстановке, хлоридно-кальциевый — глубинной обстановке. Достоинство этой классификации — ее детальность. Кроме того, пользуясь ею, можно с определенной степенью достоверности определять обстановку формирования вод.

Промысловая классификация вод. Воды нефтяных и газовых месторождений в промысловых условиях классифицируются (по А. А. Карцеву) по их пространственно-геологическому отношению к залежам, служащим эксплуатационными объектами (рис. 39). По этому принципу воды подразделяют на:

- 1) нижние краевые (контурные), находящиеся в пласте, содержащем залежь, не полностью водоплавающую, и залегающие ниже залежи;
- 2) подошвенные, находящиеся в подошве водоплавающей залежи;

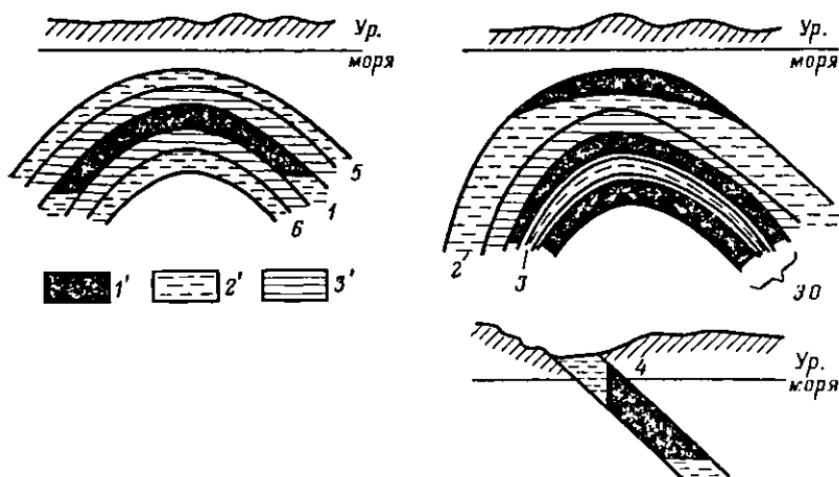


Рис. 39. Схема условий залегания вод в нефтяном месторождении.

Воды: 1 — нижние краевые, 2 — подошвенные, 3 — промежуточные, 4 — верхние краевые, 5 — верхние, 6 — нижние, ЭО — эксплуатационный объект. 1' — нефть; 2' — вода; 3' — прослой глин

3) промежуточные, приуроченные к водоносным пропласткам и пластам внутри нефтегазоносного пласта, который является единым объектом эксплуатации;

4) верхние краевые, находящиеся в пласте, содержащем залежь и залегающие выше залежи (случай редкий);

5) верхние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим выше нефтегазоносного пласта;

6) нижние, приуроченные к чисто водоносным пластам, залегающим ниже нефтегазоносного пласта;

7) тектонические — жильные воды, циркулирующие по трещинам, секущим нефтегазоносные пласти;

8) связанные («остаточные») — преимущественно капиллярные, которые могут частично извлекаться вместе с нефтью и газом при эксплуатации залежей;

9) искусственно введенные — воды, попавшие в нефтегазоносные пласти при бурении, закачанные для поддержания пластового давления; эти воды могут частично замещать краевые, подошвенные, промежуточные воды, но иногда могут занимать самостоятельное место, например, при внутриструктурной закачке.

При разработке нефтяного и газового месторождения залегающие в нем воды могут перемещаться в пространстве, а химический состав их может меняться во времени.

Использование гидрогеологических данных в нефтепромысловой геологии. Подземные воды играют большую роль в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Данные гидрогеологии используют для определения положения газоводяных и воднефтяных контактов и нефтяных оторочек газовых залежей, а также в некоторых случаях для уточнения корреляции пластов и пропластков в пределах нефтяных и газовых месторождений. К таким данным относятся в первую очередь величины гидравлических уклонов.

Очень важно использовать гидрогеологические данные при проектировании искусственной закачки воды в пласты (см. гл. IV, § 1). При этом может встать вопрос об изыскании соответствующих ресурсов подземных вод для целей закачки. Иногда прибегают к «перепуску» вод без подъема их на поверхность. Существенно знать ряд химических свойств воды, закачиваемой в пласты, и воды, залегающей в этих пластах. Это важно для предотвращения закупорки пор пласта веществами, выпадающими при смешении вод, и определения нефте вымывающих свойств закачиваемой воды. Нефте вымывающие свойства вод связаны с их поверхностной активностью на границе нефть — вода. Вопрос об употреблении той или иной воды следует решать также с учетом свойств нефти данной залежи, ее поверхностной активности.

Вода, закачиваемая в нефтеносные пласты, должна характеризоваться: высокой нефте вымывающей способностью; стабильным составом; близостью к пластовому составу воды; содержанием взвеси не более 1 мг/л; отсутствием солей, способных выпадать в осадки (особенно нежелательно присутствие глинистых частиц); содержанием нефти не более 3—5 мг/л. Если вода не удовлетворяет перечисленным

требованиям, необходимо обработать ее на очистных сооружениях.

Гидрогеологические данные широко используют и при контроле за обводнением скважин и залежей в процессе разработки.

§ 5. Распределение нефти, газа и воды в ловушках

Нефть, газ и вода в недрах заполняют пустотное пространство природных резервуаров. Внутри резервуара эти флюиды распределяются под воздействием гравитационного фактора в зависимости от величины их плотности. Обычно газ и нефть занимают верхнюю часть резервуара, скапливаются в ловушках, образуя залежи, а вода подпирает их снизу, заполняя всю остальную часть резервуара. Газ и нефть, в свою очередь, также распределяются под влиянием гравитационного фактора: газ, как более легкий, располагается над нефтью. Если газа меньше, чем нефти, то скопление его в самой верхней части ловушки называется газовой шапкой (рис. 40). В тех случаях, когда нефти в ловушке значительно меньше, чем газа, и она как бы подстилает газ, то такое скопление нефти называют нефтяной оторочкой газовой залежи.

Все залежи нефти или газа имеют кровлю, соответствующую границе проницаемых пород-коллекторов с покрывающими их плотными породами-покрышками. Граница между нефтяным или газовым пластом и подстилающими его плотными породами получила название подошвы залежи. В тех случаях, когда залежь приурочена к массивным резервуарам или нефтяной пласт насыщен нефтью или газом не на полную мощность, подошвой для залежи будет являться граница нефти или газа с водой (см. рис. 40). Граница между нефтью и водой называется водонефтяным контактом (ВНК), между газом и водой в газовых залежах — газоводяным контактом (ГВК) и между газом и нефтью при наличии газовых шапок или нефтяных оторочек — газонефтяным контактом (ГНК).

Вода, подстилающая нефтяную или газовую залежь в пластовых резервуарах, является пластовой водой, а в массивных резервуарах — подошвенной. В пластовых сводовых залежах площадь контакта нефти или газа с водой имеет вид кольца, а в экранированных залежах — незамкнутого кольца, обрезанного линией экрана, ширина которых зависит от мощности нефтяного пласта и углов его падения (рис. 41).

Линия пересечения поверхности ВНК с кровлей залежи нефти называется внешним контуром нефтеносности, а с подошвой — внутренним контуром нефтеносности. В газовых залежах соответственно есть внешний и внутренний контуры газоносности. Те же наименования сохраняются и для газовых шапок. Для массивных залежей внутренний контур нефтеносности или газоносности отсутствует, так как вода (или для газовой шапки нефть) расположена под всей залежью.

Расстояние от самой верхней точки кровли нефтяной или газовой залежи до ВНК или ГВК называется высотой залежи (H). Высота газовой шапки — расстояние от верхней точки кровли залежи до ГНК (h_r), а высота нефтяной части залежи есть расстояние от ГНК до ВНК (h_u).

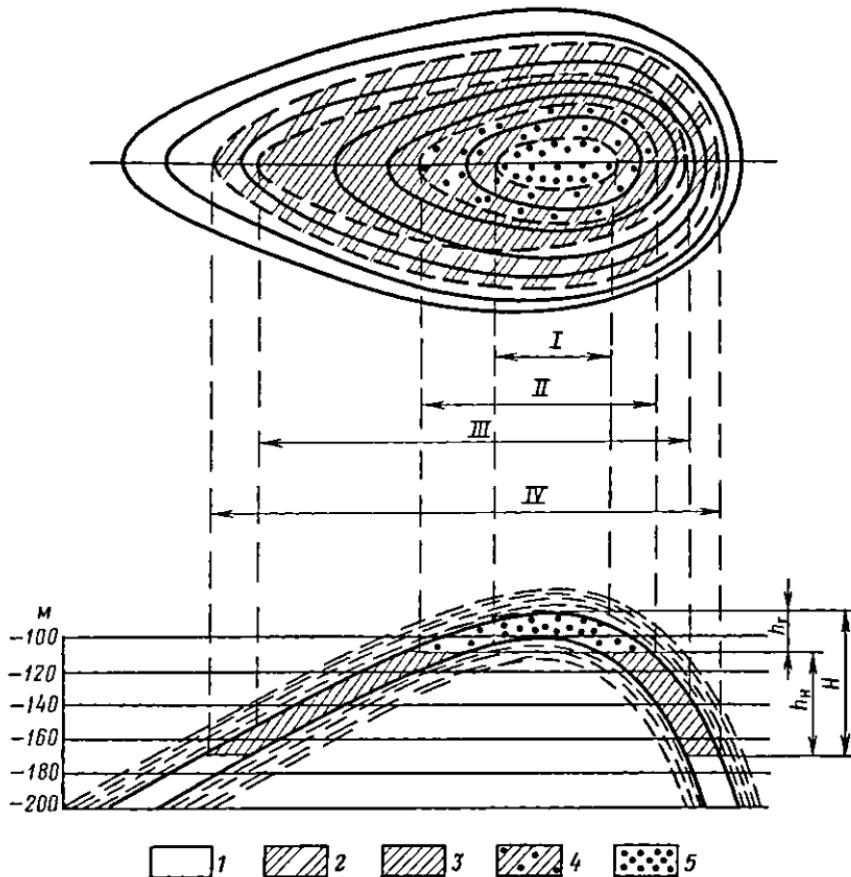


Рис. 40. Схема пластовой сводовой залежи.

Части пласта: 1 — водяная, 2 — водонефтяная, 3 — нефтяная, 4 — газонефтяная, 5 — газовая. Контуры газоносности: I — внутренний, II — внешний; контуры нефтеносности: III — внутренний, IV — внешний

Внешние контуры нефтеносности и газоносности строят с помощью структурной карты по кровле пласта. При горизонтальном положении ВНК и ГНК внешние контуры залежи проводят по изогипсе, имеющей абсолютную отметку плоскости контактов. При наклонном положении контактов предварительно строят карту поверхности контакта. Затем эту карту надо наложить на структурную карту кровли пласта. Точки пересечения одноименных изолиний этих двух карт и будут являться точками, через которые проходит внешний контур нефтеносности или газоносности. В данном случае эти контуры пересекают изогипсы карты кровли нефтяного пласта.

Положение внутренних контуров нефтеносности и газоносности определяют с помощью структурной карты по подошве пласта. При горизонтальном положении контакта граница внутреннего контура соответствует изогипсе, имеющей абсолютную отметку этого контакта.

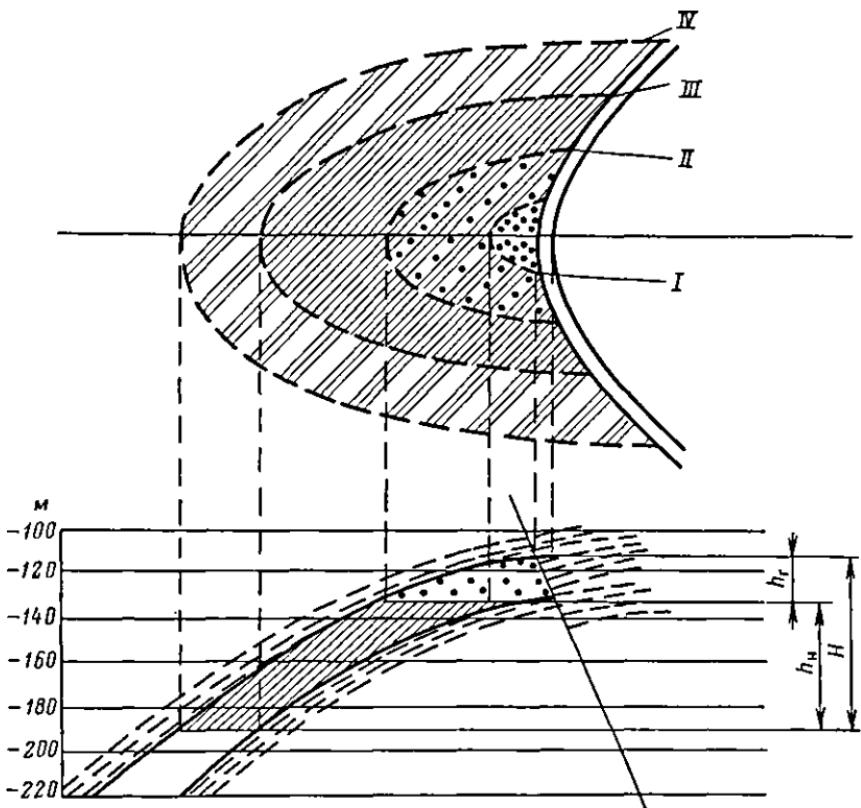


Рис. 41. Схема пластовой экранированной залежи.
Условные обозначения см. на рис. 40

При наклонном контакте положение внутреннего контура определяют путем наложения карты поверхности контакта на структурную карту по подошве пласта. Точки пересечения одноименных изолиний принадлежат линии внутреннего контура.

После того как положение внутреннего контура нефтеносности или газоносности определено на структурной карте по подошве продуктивного пласта, его переносят на структурную карту по кровле пласта, где уже нанесено положение внешнего контура. Обычно внутренние контуры даже при горизонтальных положениях контактов секут изогипсы карты кровли залежи, так как в большинстве случаев мощность нефтяного пласта непостоянна.

Резкая граница между нефтью и водой обычно характерна для песчаных пластов, обладающих хорошими коллекторскими свойствами. В отличие от них в пластах с резко выраженным неоднородностями и поэтому низкими коллекторскими свойствами переходная зона не имеет четко обозначенных границ. Мощность переходной зоны в этом случае достигает 10–15 м, при этом переходная зона насыщена как нефтью, так и водой, и с глубиной степень насыщения водой увеличивается.

вается. Существование такой переходной зоны объясняется тем, что в зоне контакта нефти с водой в капиллярных порах содержится повышенное количество остаточной воды. Поэтому при перфорации нижней части переходной зоны добывается в основном вода, при вскрытии же верхней части зоны в скважину поступает нефть.

Плоскость ВНК в переходной зоне проводят так, чтобы выше контакта располагалась часть пласта с преобладающим насыщением нефтью. Ниже принятого ВНК будет находиться часть пласта, насыщенного преимущественно водой. Таким образом, степень нефтепасынчения должна быть такой, чтобы фазовая проницаемость для нефти обеспечивала поступление в скважину преимущественно нефти. Фазовая проницаемость по нефти для части пласта ниже ВНК практически должна быть равна нулю.

Важную роль при разработке залежей нефти и газа играют температура пласта и пластовое давление.

В результате многочисленных исследований установлено, что с увеличением глубины температура недр повышается, причем в различных районах земного шара скорость возрастания температуры с глубиной различна.

Пластовые температуры в скважинах замеряют при помощи либо максимального термометра, либо электротермометра. Максимальным термометром определяют температуру лишь в данной точке пласта. Его опускают в скважину при помощи лебедки Яковleva на тонком стальном тросе. Измерение температур начинают с верхних точек пласта; для контроля обычно опускают одновременно два-три термометра.

Более удобен в эксплуатации электрический термометр, который спускают в скважину на каротажном кабеле. В отличие от максимального термометра время замера температур у него невелико, что позволяет сразу построить температурную кривую по скважине. Замеренные температуры используют для определения геотермической ступени и геотермического градиента.

Геотермической ступенью называют расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1 °C. Определяют ее по формуле

$$G = (H - h) / (T - t), \quad (I. 45)$$

где G — геотермическая ступень, м/°C; H — глубина места замера температур, м; h — глубина слоя с постоянной температурой, м; T — температура на глубине H , °C; t — средняя годовая температура воздуха на поверхности, °C.

Геотермическим градиентом называют прирост температуры в °C при углублении на каждые 100 м:

$$\Gamma = (T - t) \cdot 100 / (H - h). \quad (I. 46)$$

Зависимость между геотермической ступенью и геотермическим градиентом выражается соотношением

$$\Gamma = 100/G.$$

Для примера можно привести изменения температур пласта для различных нефтеносных областей. Так, в Грозненской нефтеносной области температура увеличивается на 1 °С при погружении на 8—12 м, в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции — при погружении на 80—100 м и т. д. В среднем для верхних слоев земной коры (10—20 км) температура повышается на 1 °С с погружением на 33 м.

Энергетические ресурсы пласта характеризуются существующим в нем давлением. Чем выше давление в пласте, тем полнее могут быть использованы запасы нефти и газа.

Глава 2

МЕТОДЫ ИЗОБРАЖЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖИ И МЕСТОРОЖДЕНИЯ

§ 1. Корреляция разрезов скважин

Для получения полного представления о строении месторождения, о структурных соотношениях отдельных комплексов пород и об условиях формирования структуры в целом используют материалы бурения скважин в виде профилей, структурных карт, нормальных и типовых разрезов и т. п.

При изучении отдельных горизонтов, выяснения изменчивости их мощности и коллекторских свойств, характера распределения неоднородности горизонта необходимо провести тщательную корреляцию разрезов скважин. Под корреляцией разрезов понимается сопоставление разрезов скважин с целью выделения в них одновозрастных отложений, результаты которого используют для составления различных геологических карт, профилей и материалов, отображающих строение района, месторождения, залежи. При корреляции определяют последовательность залегания пород в разрезе, выявляют одноименные пласти и прослеживают изменения их мощностей, литологических характеристик в различных направлениях и т. п. При сложном геологическом строении месторождения, когда наблюдаются дизъюнктивные нарушения или трансгрессивные несогласия в залегании пород, правильное построение профилей и структурных карт без предварительной корреляции разрезов скважин практически невозможно.

Различают общую корреляцию разрезов скважин и зональную (детальную).

Для изучения характера изменения отложений в разрезах скважин в пределах всего месторождения проводят общую корреляцию. При этом сопоставляют разрезы скважин в целом по одному или нескольким имеющимся в разрезах горизонтам или реперам, для чего предварительно находят такие горизонты (реперы), которые сохраняют свою характеристику в большинстве сопоставляемых разрезов.

В промысловых условиях обычно общую корреляцию проводят по данным электрического каротажа. Для корреляции используют диаграммы стандартного каротажа в масштабе 1:500 или 1:200 с пред-

варительным нанесением на них данных других методов исследования скважин.

Общая корреляция позволяет составить представление о строении разрезов скважин в пределах всего месторождения, о наличии (или отсутствии) разрывных нарушений, о поверхностях размыва, об изменении мощности и литологии отдельных стратиграфических горизонтов и литологических пачек. При этом сопоставляют разрезы скважин в целом — от устья до забоя, с тем чтобы проследить одноименные стратиграфические свиты и литологические пачки.

Под зональной (детальной) корреляцией понимают сопоставление разрезов скважин в пределах продуктивной части разреза месторождения (на базе комплекса промыслового-геофизических, литолого-петрографических, биостратиграфических данных результатов опробования и эксплуатации скважин), которое предопределяет достоверность и точность всех представлений о внутреннем строении залежей нефти и газа и предусматривает установление взаимоотношения пластов-коллекторов и плотных разделов. Т. е. ее проводят для детального изучения отдельных пластов и их пачек. Особенно необходима детальная корреляция тех пластов, которые характеризуются фациальной изменчивостью, расслаиванием на отдельные пропластки и выклиниванием в различных направлениях.

При изучении продуктивного пласта зональную корреляцию следует вести по его кровле, если пласт нормально перекрывается вышележащими породами. Если кровля размыта, то корреляцию пласта ведут по его подошве при условии, что пласт нормально подстилается нижележащими отложениями. В случае, если кровля и подошва пласта размыты или недостаточно ясно выражены, зональную корреляцию проводят по маркирующему прослою внутри пласта. При этом надо прослеживать лишь такие зональные интервалы разреза, которые, отличаясь по вертикали, по горизонтали характеризуются общими литолого-физическими свойствами, которые выдерживаются на более или менее значительной площади. Отдельные локальные прослон, ограниченно развитые, лучше включать в тот или иной интервал, так как в зональном интервале имеется своя локальная зональность, выделить которую невозможно.

Выделенные зональные интервалы имеют большое значение для детального изучения геологического строения продуктивного пласта, но не всегда могут быть самостоятельными объектами разработки. Зональная корреляция особенно необходима при проектировании и анализе системы разработки крупных нефтяных месторождений на платформе, где и продуктивные пласти имеют значительную фациальную изменчивость.

Пример схемы зональной корреляции для пласта Д₁ (франский ярус, пашний горизонт) по одному из участков Ромашкинского месторождения показан на рис. 42. В качестве репера принят верхний известняк в кровле пласта, который является хорошим маркирующим горизонтом.

По представленной схеме можно судить о чрезвычайно сложном строении пласта. Отдельные интервалы то сливаются (например,

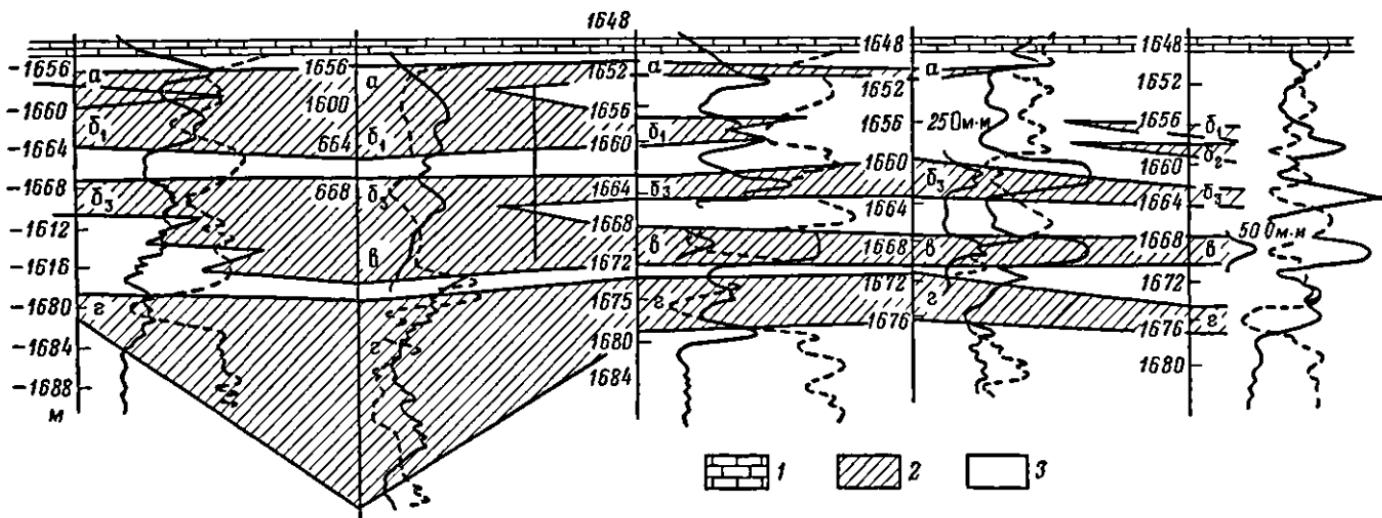


Рис. 42. Схема зональной корреляции:
1 — репер — верхний известняк; 2 — песчаник; 3 — глина

$a + b_1$ и $b_3 + b$), то полностью выклиниваются (интервалы a_1 , b_1 , b), то изменяются по мощности в пределах всего участка (интервалы b_3 , g), то имеют локальное развитие (интервал b_2) в пределах ограниченного участка площади и т. п. Все это обуславливает необходимость дробного изучения строения пласта с помощью зональной корреляции.

При изучении разрезов скважин путем корреляции строят сводно-статистические разрезы. По оси ординат откладывают глубины от кровли горизонта, а по оси абсцисс — относительное число скважин (в долях или процентах), в которых по данной глубине от кровли горизонта пласт представлен коллектором (неколлектором). Для каждой глубины (шаг ее выбирают произвольно) определяют эту долю и наносят на график. В результате получается сводно-статистический разрез, т. е. дифференциальная кривая распределения относительного содержания коллекторов и неколлекторов по разрезу.

Сводно-статистический разрез дает лишь общую сводную картину распределения коллекторов на разных глубинах, но не позволяет проследить локальное распространение пропластков по площади, что достигается составлением нормального и типового разрезов.

§ 2. Составление нормального и типового разрезов

Нормальный разрез строят на основе общей корреляции разрезов скважин. На нем обычно указывают истинную мощность пород. На типовом разрезе указывают вертикальную мощность. На разрезах (рис. 43) отображается последовательность напластований в месторождении, их средняя мощность, литологический состав, что значительно облегчает геологический контроль за бурением скважины и ориентированной забоя. Нормальный (или типовой) разрез обычно характеризует средний разрез месторождения, т. е. он должен быть присущ большинству скважин данного месторождения. Если для месторождения характерны спокойное тектоническое строение, постоянный литологический состав пород, то можно ограничиться составлением одного нормального (или типового) разреза. В случае резко изменяющихся литологического состава и тектонического строения необходимо составлять несколько нормальных (или типовых) разрезов, характеризующих каждый участок в отдельности.

При составлении нормального (или типового) разреза необходимо детально изучить разрезы всех пробуренных скважин, разбить их на горизонты, выделить характерные горизонты и реперы, подразделить разрезы на нормальные, дефектные и нехарактерные, провести тщательную их корреляцию и составить средний типовой разрез. Дефектные, нехарактерные разрезы необходимо проанализировать, с тем чтобы установить возможность их использования для составления дополнительных средних разрезов для отдельных участков месторождения.

При наличии аномальных разрезов скважин в отдельных участках необходимо проследить, повторяются ли эти аномальные характеристики и в некоторых других разрезах. В случае повторения для таких участков строят самостоятельные нормальные (или типовые) разрезы.

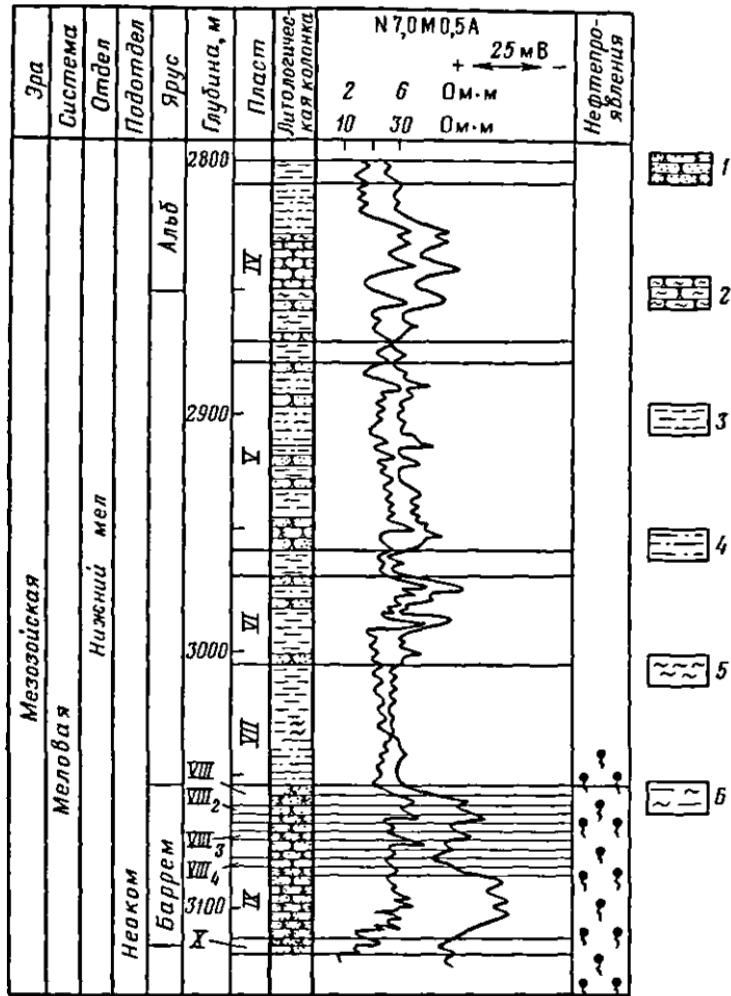


Рис. 43. Свободный геолого-геофизический разрез месторождения:

1 — песчаники; 2 — песчаники глинистые; 3 — аргиллиты; 4 — аргиллиты песчанистые;
5 — алевролиты; 6 — алевролиты глинистые

При недостатке фактического геологического материала при построении нормального (или типового) разреза следует учитывать данные электрического и радиоактивного каротажа. При этом составляют нормальный геофизический разрез месторождения.

§ 3. Составление геологического профиля по данным бурения скважин

Геологическим профилем называют графическое изображение строения недр в каком-либо выбранном вертикальном сечении. Геологический

профиль нефтяного или газового месторождения составляют по разрезам скважин.

Для изучения особенностей тектонического строения месторождения прибегают к построению ряда поперечных профилей (вкrest простирации или по падению пластов), а также продольного (по простирации пластов) профиля, который по существу вытекает из сопоставления ряда поперечных профилей, связывает и дополняет их.

Геологический профиль по скважинам строят, как правило, в масштабе геологической или структурной карты, по которой его составляют. При построении общего геологического профиля горизонтальный и вертикальный масштабы берут одинаковыми во избежание искажения углов падения пластов.

При вычерчивании профиля необходимо придерживаться принятых правил его ориентировки по странам света. Так, в зависимости от азимута профиля с левой стороны должны быть юг, юго-запад, запад, северо-запад, а с правой стороны соответственно север, северо-восток, восток, юго-восток.

Построение общего геологического профиля начинают с вычерчивания прямой горизонтальной линии, изображающей уровень моря. С левой стороны чертежа, перпендикулярно к уровню моря изображают линейку вертикального масштаба, причем его нуль совмещают с линией уровня моря. Несколько отступая направо от масштабной линейки, на линии уровня моря точкой отмечают положение самой западной (или южной) скважины. От этой точки вправо в принятом горизонтальном масштабе откладывают расстояния до остальных скважин. Через полученные точки проводят вертикальные линии, изображающие стволы скважин. На этих линиях выше линии уровня моря откладывают в припятом вертикальном масштабе соответствующие значения амплитуд устьев скважин. Соединение плавной линией отметок амплитуд дает рельеф дневной поверхности в сечении составляемого профиля.

Следующий этап построения геологического профиля — прослеживание границ всех выделенных стратиграфических и литологических комплексов от скважины к скважине. Обычно это делается сверху вниз от одной из крайних скважин.

Окончательное вычерчивание профиля осуществляют путем соединения плавными линиями отметок кровли и подошвы одноименных пластов в различных скважинах.

С правой стороны геологический профиль снабжают стратиграфической колонкой, на которой показывают стратиграфическую принадлежность вскрытых отложений. Границы стратиграфических единиц на колонке показывают на тех же глубинах, на которых они встречены в крайней справа скважине.

При сопоставлении разрезов скважин особое внимание следует уделять анализу последовательности залегания напластований во всех скважинах и характеру изменения мощности каждого горизонта (пласта) разреза. Когда в разрезах скважин наблюдаются изменения последовательности залегания пластов или резкое изменение их мощности, это свидетельствует о наличии здесь дизъюнктивных нарушений или размывов (перерывов).

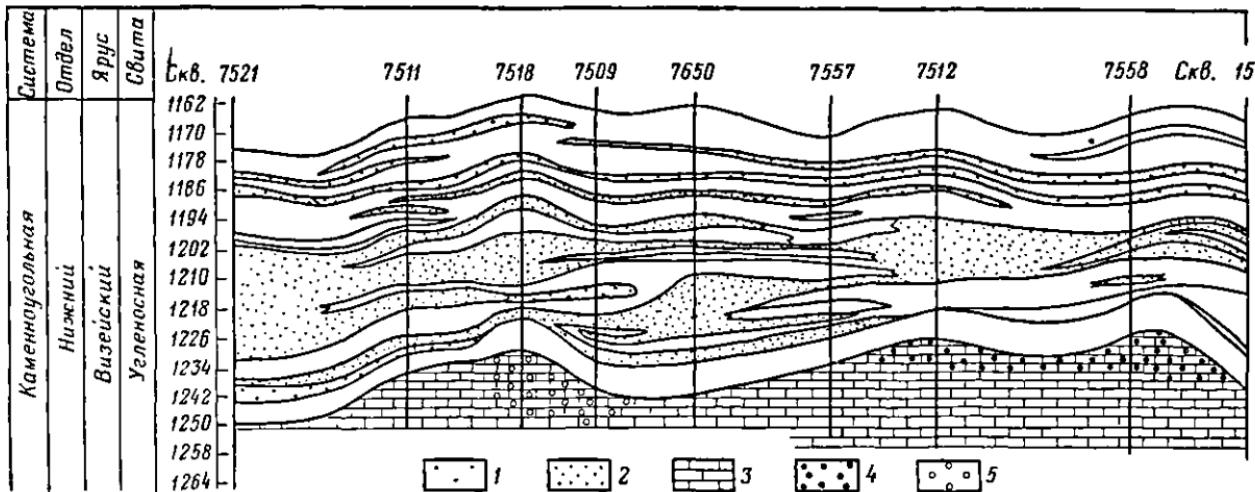


Рис. 44. Геологический профиль по линии скв. 7521—15:

1 — песчаники нефтеносные; 2 — песчаники водоносные, алевролиты, аргиллиты, углисто-глинистые сланцы; 3 — известняки плотные; 4 — известняки нефтеносные; 5 — известняки водоносные

Размыв (перерыв) характеризуется отсутствием комплекса отложений, регистрируемого в разрезах всех или большинства скважин данного месторождения. Однако не всегда наличие размыва приводит к резкому стратиграфическому и угловому несогласию.

Литологическое замещение обнаруживается по изменению литологии пластов на расстояниях, соизмеримых с расстояниями между скважинами. Мощность отложений, вмещающих эти пласти, в интервалах между принятыми реперами при этом практически не изменяется.

Для изучения особенностей геологического строения продуктивных горизонтов прибегают к построению детальных геологических профилей (рис. 44), на которых вертикальный масштаб выбирают таким, чтобы можно было показать расчленение продуктивных пластов на отдельные пропластки, характер их фациального замещения по направлению профиля и особенности их нефтегазонасыщения. Основным материалом для построения детальных профилей являются результаты зональной корреляции. В связи с этим для подобных профилей вертикальный масштаб обычно принимают равным масштабу записи кривых промыслового-геофизических исследований — 1:500 или 1:200.

Для получения дополнительной информации при построении геологического профиля прибегают к снесению на линию профиля близ расположенных скважин.

§ 4. Построение структурных карт

Структурная карта представляет собой изображение в горизонталях (изогипсах) рельефа какого-либо стратиграфического раздела. В отличие от топографической карты, показывающей рельеф дневной поверхности, в строении которого могут принимать участие разновозрастные отложения, структурная карта составляется по кровле или подошве какого-либо одного горизонта.

Подобная карта дает четкое представление о строении выбранного горизонта, обеспечивает наиболее точное проектирование разведочных и эксплуатационных скважин, облегчает изучение изменения свойств по площади продуктивного горизонта (мощности, пористости, проницаемости), помогает определять границы залежи и распределение давлений и т. п. За базисную поверхность при построении структурных карт обычно принимают уровень моря, от которого производится отсчет горизонталей (изогипс) глубинного рельефа. Отметки глубин, расположенных ниже уровня моря, берут со знаком минус.

На рис. 45 показан пример структурной карты, построенной по кровле пласта, сложенного известняком. На практике сечение изогипс выбирают в зависимости от степени выраженности структуры. Чаще всего пользуются стандартными сечениями: 5, 10, 25, 50 и 100 м. Для очень пологих структур, например, Русской платформы, сечение изогипс 2—3 м. Однако при этом необходимо учитывать глубины залегания поверхности, по которой строится структурная карта, и точность определения их глубин в скважинах.

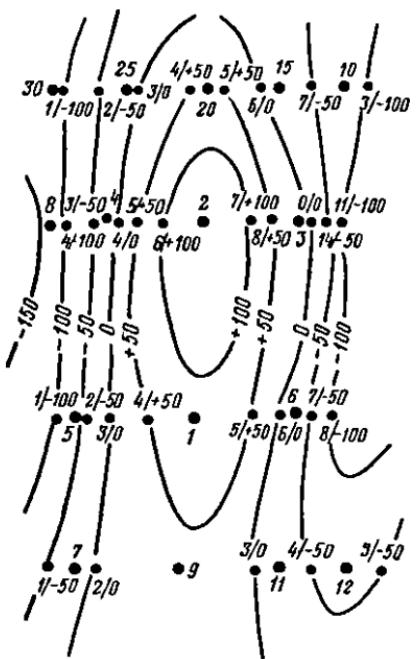


Рис. 45. Структурная карта

Изогипсы пласта показывают его простиранье. На криволинейных участках изогипс простирается в любой точке направлено по касательной к ней; а падение — перпендикулярно к касательной по направлению к большим глубинам. Расстояние между соседними изогипсами показывает угол падения пласта на данном участке. Чем ближе изогипсы расположены друг к другу, тем круче угол падения, а чем дальше — тем угол положе-

ния. В промысловой практике применяют обычно два основных способа построения структурных карт: способ треугольников и способ профилей.

Построению структурной карты должны предшествовать:

- 1) выбор поверхности, по которой намечается построение; эта поверхность должна хорошо прослеживаться в разрезах всех пробуренных скважин и не являться границей размыка;

- 2) выбор масштаба структур-

ной карты; в зависимости от поставленных задач применяют масштабы 1:5000, 1:10 000, 1:25 000, 1:50 000 и 1:100 000;

3) проверка правильности нанесения положения скважин на план, а также их альтитудов;

4) выбор сечения изогипс в зависимости от требуемой детальности изучения структуры и особенностей ее строения.

Построение структурных карт способом треугольников дает хорошие результаты при изучении сравнительно спокойно построенных структур, не имеющих разрывных нарушений или слабонарушенных. Прежде всего все точки скважин наносятся по координатной сетке на планшет выбранного масштаба. Составляют таблицу исходных данных для построения. Около каждой точки скважины на плане пишут соответствующие номера (в числителе дроби) и значения приведенных к уровню моря глубин залегания поверхности, по которой строится структурная карта (в знаменателе). После этого все точки скважин соединяют между собой линиями так, чтобы они образовали систему треугольников, в каждой вершине которых должна находиться точка скважины. Затем между вершинами треугольников (точками скважин), по данным отметок глубин залегания, проводят интерполяцию в соответствии с выбранными интервалами сечения между изогипсами и, соединяя одноименные отметки плавными линиями, получают структурную карту.

При построении системы треугольников следует, руководствуясь данными о положении оси складки, проводить длинные стороны треугольников примерно параллельно ей. Не допускается интерполяция между скважинами, находящимися на разных крыльях складки. Для этого предварительно анализируют отметки глубин по скважинам, которые имеют примерно симметричные значения по одну или другую стороны от направления оси поднятия. Кроме того, следует учитывать, что вдоль оси складки отмечаются минимальные углы падения пород.

Предположим, что на площади пробурено 15 скважин, вскрывших кровлю горизонта, по которому нужно составить структурную карту. Для систематизации данных по скважинам и для расчета абсолютных значений глубин залегания кровли горизонта составляют специальную таблицу.

Вычисленные значения приведенных глубин надписываются у соответствующих скважин на плане их расположения. Точки скважин соединяют линиями, которые образуют треугольники; при этом стремятся к тому, чтобы длинные стороны треугольников были примерно параллельны намеченной оси.

Если при построении треугольника по соседним скважинам в его вершине образуется очень тупой угол, то его длинную сторону лучше не проводить, так как интерполяция между точками, находящимися на ее концах, практически повторяет, но менее точно, интерполяцию по коротким сторонам данного треугольника. Затем выбирают сечение изогипс и согласно ему производят интерполяцию между скважинами таким образом, чтобы отметки изогипс были кратны выбранному сечению. Полученные при интерполяции одноименные отметки соединяют плавными линиями (изогипсами), получая тем самым структурную карту.

§ 5. Построение карт мощностей продуктивных пластов

Изменение мощности единого массивного пласта по площади изображается при помощи карт изопахит. Построение таких карт начинают с составления сводной таблицы, в которой указывают мощности пласта по скважинам. Затем их подписывают в плане у каждой скважины, в соответствии с выбранным интервалом мощности проводят интерполяцию и строят карту изопахит в изолиниях по способу треугольников, так же как при построении структурных карт. Интервалы мощности на карте покрывают для наглядности краской одного цвета, но различной по интенсивности: более светлой показывают меньшие величины мощности.

Для более точного построения карт мощностей, особенно для отбивки кровли и подошвы пласта используют данные геофизических исследований, а также изучения образцов керна.

Широкое распространение получили различные варианты карт изопахит: суммарной мощности, эффективной мощности, эффективной нефтенасыщенной мощности. Имеются специальные карты: нулевой мощности и зональные.

Карты суммарной мощности пласта обычно строят от кровли до

подошвы, по ним изучают условия осадконакопления и формирования структуры.

На картах эффективной мощности пласта изображают мощность только пористых прослоев, обладающих коллекторскими свойствами. Если пропластки, выклинивающиеся в том или ином направлении, широко развиты по всей площади, то по ним строят отдельные карты изопахит, которые затем совмещают в одну карту.

При подсчете запасов нефти необходимо иметь карты эффективной нефтенасыщенной мощности, которые составляют по данным электрического и радиоактивного каротажа, изучения керна и других геологического-промышленных материалов. На них изображают суммарную мощность пористых пластов, насыщенных нефтью.

При построении карт эффективной нефтенасыщенной мощности различают области, ограниченные внутренним и внешним контурами нефтеносности. Так, в области, ограниченной внутренним контуром нефтеносности, карты эффективной мощности и эффективной нефтенасыщенной мощности совпадают, в то время как в области, ограниченной внутренним и внешним контуром нефтеносности, нефтенасыщенной является только часть эффективной мощности. Поэтому при наличии достаточно широкой водонефтяной зоны для построения карты эффективной нефтенасыщенной мощности пласта вначале составляют карту эффективной мощности пласта. Затем на нее наносят внешний и внутренний контуры нефтеносности и в пределах водонефтяной зоны вычерчивают изолинии эффективной нефтенасыщенной мощности пласта.

Изолинии проводят путем интерполяции между значениями точек пересечения внутреннего контура нефтеносности изопахитами и внешним контуром нефтеносности с учетом данных скважин, пробуренных в пределах водонефтяной зоны. Полученная таким образом карта характеризует нефтенасыщенность всего пласта.

Для изучения характера распределения по площади отдельных прослоев, их мощности в различных участках, где они могут то расплаиваться, то вновь сливаться, образуя сложную геологическую картину неоднородности, используют специальные карты. Они необходимы для знания строения пласта, при анализе разработки и эффективности мероприятий по воздействию на пласт. К таким картам относятся карты нулевой мощности. На них показывают лишь нулевые изопахиты каждого пласта, определяющие границы распространения определенной фации, за пределами которой пласт представлен другой фацией. Карты нулевой мощности обычно составляют при наличии совокупности пористых пропластков, выклинивающихся вверх по восстанию пласта. На такие карты обычно наносят контуры нефтеносности по отдельным пропласткам. Это позволяет в дальнейшем более точно проектировать разработку и размещение эксплуатационных скважин.

Для детального изучения литолого-физических свойств и фациальных особенностей пластов, определения участков расслаивания их на отдельные пропластки и участков слияния пористых прослоев в монолитный пласт строят зональные карты. Они оказывают большую помощь при анализе мероприятий по воздействию на пласт и осу-

ществлении системы разработки, позволяют оценить правильность размещения добывающих и нагнетательных скважин.

Зональные карты строят на основе зональной корреляции, по результатам которой выделяют характерные фациальные интервалы по мощности, различающиеся литолого-физическими свойствами и положением внутри пласта. Эти интервалы должны быть достаточно широко развиты по площади и сохранять свои свойства, т. е. зональный интервал пласта должен представлять собой элемент мощности пласта, который по своим литолого-физическим свойствам и положению внутри пласта отличается от других интервалов мощности пласта. Зональные интервалы выделяют по данным изучения образцов керна, а также геофизических и комплексных исследований. Если между отдельными зональными интервалами невозможно проследить резких литолого-фациальных различий, то их выделяют по каротажной диаграмме (по их расстоянию от выбранного репера).

На плане расположения скважин показывают границы развития зонального интервала.

Таким образом, зональной картой называется такая карта, на которой отображены границы развития зонального интервала, его литолого-физические свойства и взаимные связи с выше- и нижележащими зональными интервалами.

Глава 3.

ПОДСЧЕТ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Подсчет запасов нефтяных и газовых месторождений — важнейшая задача, на основе которой планируют добычу нефти и газа, объем и направление обустройства промыслов и нефтепроводов, а также строительство вспомогательных объектов.

На основе всесторонней изученности месторождений и залежей, пригодности и подготовленности их для промышленного освоения устанавливают принципы подсчета и учета запасов нефти и газа. При подсчете основных продуктов добычи (нефть, газ, конденсат) обязательному учету подлежат сопутствующие ему компоненты (гелий, сероводород).

Запасы нефти и газа подсчитывают по каждой залежи отдельно и по месторождению в целом при условиях, приведенных к стандартным (0,1 МПа при 20 °C). Качество нефти, газа и конденсата оценивают в соответствии с требованиями государственных, отраслевых стандартов и технических условий с учетом технологии добычи и переработки нефти.

§ 1. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов

По степени изученности запасы нефти и газа, имеющие промышленное значение, подразделяются на разведанные — категории А, В, С₁ и предварительно оцененные — категория С₂.

Категория А — запасы нефти и газа, залежи или ее части, изученные в процессе разработки залежи с детальностью, обеспечивающей определение формы и размеров залежи, эффективной нефтегазонасыщенной мощности, характера коллектора, качественного состава пластовых углеводородов. Также определены основные показатели, характеризующие условия разработки (режим работы, продуктивность скважин, пластовые давления, дебиты нефти, газа и конденсата, газопроводность и пьезопроводность).

Запасы категории А подсчитываются по залежи или ее части, разбуренной в соответствии с утвержденным проектом разработки месторождений нефти и газа.

Категория В — запасы залежи или ее части, нефтегазоносность которой установлена на основании получения промышленных притоков нефти или газа на различных гипсометрических уровнях и наличии благоприятных данных по керну и промыслового-геофизическим исследованиям. Форма и размеры залежи и основные подсчетные параметры (эффективная нефтенасыщенная мощность, коллекторские свойства и характер их изменения), а также основные особенности, определяющие условия разработки залежи, изучены с меньшей степенью детальности, чем категория А, но достаточной для проектирования залежи. Состав нефти, газа и конденсата в поверхностных и пластовых условиях изучен детально, проведена пробная эксплуатация скважин. По газовым скважинам определена нефтяная оторочка и ее запасы, либо ее отсутствие.

Запасы категории В подсчитываются по залежи или ее части, разбуренной в соответствии с утвержденной технологической схемой разработки месторождения нефти или проектом опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С₁ — запасы залежей, продуктивность которых определена на основании получения промышленных притоков в отдельных скважинах и благоприятных промыслового-геофизических данных в ряде других скважин. Условия залегания вмещающих нефть и газ пластов-коллекторов, тип, форма и размеры залежи установлены по результатам бурения разведочных и эксплуатационных скважин, а также проверенными для данного района методами геологических и геофизических исследований. Коллекторские свойства, тип коллектора, литологический состав, нефте- и газонасыщенность, коэффициент вытеснения нефти, эффективная нефте- и газонасыщенная толщина продуктивных пластов изучены по керну и материалам геофизических исследований скважин. Состав и свойства нефти, газа и конденсата в пластовых и стандартных условиях изучены по данным опробования скважин. По газонефтяным залежам установлена промышленная ценность нефтяной оторочки.

Гидропроводность, пьезопроводность пласта, продуктивность скважин, пластовые давления, температура, дебиты нефти, газа и конденсата изучены по результатам испытания и исследования скважин. Гидрогеологические условия установлены по результатам бурения скважин и по аналогии с соседними разведенными месторождениями.

Запасы категории С₁ подсчитываются по результатам геологоразведочных работ и эксплуатационного бурения и должны быть изучены

в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа.

Категория С₂ — запасы залежи (ее части), наличие которых основано данными геологических и геофизических исследований в разведанных частях залежи, примыкающих к участкам с запасами более высоких категорий либо в промежуточных и вышезалегающих неопробованных пластах разведанных месторождений.

Коллекторские свойства пластов, насыщающих их флюидов, формы и размеры залежи определены в общих чертах по результатам геологических и геофизических исследований с учетом данных по более изученной части залежи или по аналогии с разведенными месторождениями.

Запасы категории С₂ используются для определения перспектив месторождения, планирования геологоразведочных работ или геологопромысловых исследований при переводе скважин на вышезалегающие пласти и частично для проектирования разработки залежей.

Группы запасов нефти и газа. По народнохозяйственному значению запасы нефти, газа и конденсата подразделяются на две группы, которые подсчитываются и учитываются раздельно:

балансовые — запасы месторождений, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически целесообразно;

забалансовые — запасы месторождений, вовлечение которых в разработку в настоящее время экономически нецелесообразно или технически и технологически невозможно, но которые в дальнейшем могут быть переведены в балансовые.

В балансовых запасах учитываются и подсчитываются извлекаемые запасы, т. е. та часть балансовых запасов, которая может быть извлечена из недр при рациональном использовании современных технических средств и технологии добычи с учетом допустимого уровня затрат и соблюдения требований по охране недр и окружающей среды.

Коэффициенты извлечения нефти определяются на основании повариантных технологических и технико-экономических расчетов и утверждаются ТКЗ СССР с учетом заключений по ним Министерства нефтяной промышленности, Министерства газовой промышленности и Министерства геологии СССР.

По величине извлекаемых запасов нефти и газа месторождения подразделяются на:

универальные — более 300 млн. т нефти или 500 млрд. м³ газа;

крупные — от 30 до 300 млн. т нефти или от 30 до 500 млрд. м³ газа;

средние — от 10 до 30 млн. т нефти или от 10 до 300 млрд. м³ газа;

мелкие — менее 10 млн. т нефти или 10 млрд. м³ газа.

В зависимости от сложности геологического строения выделяются месторождения (залежи):

простого строения, характеризующиеся ненарушенными или слабонарушенными структурами, выдержанностью толщин и коллекторских свойств по площади и разрезу;

сложного строения, которые характеризуются невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов по площади

и разрезу или наличием литологических замещений коллекторов непроницаемыми породами;

очень сложного строения, характеризующиеся как наличием литологических замещений или тектонических нарушений, так и невыдержанностью толщин и коллекторских свойств продуктивных пластов.

В зависимости от степени изученности месторождений (залежей) нефти определяют их подготовленность для промышленного освоения. Месторождения (залежи) или части месторождений (залежей) нефти и газа считаются подготовленными для промышленного освоения при соблюдении следующих условий:

а) балансовые и извлекаемые запасы нефти, газа, конденсата и содержащихся в них компонентов, имеющих промышленное значение, утверждены ГКЗ СССР и дана оценка перспективных ресурсов нефти, газа и конденсата месторождения;

б) утвержденные извлекаемые запасы нефти и конденсата, балансовые запасы газа, а также запасы содержащихся в них имеющих промышленное значение компонентов, используемые при проектировании предприятий по добыче нефти и газа, должны составлять не менее 80 % категории С₁ и до 20 % категории С₂. Возможность промышленного освоения разведанных месторождений (залежей) или частей месторождений (залежей) нефти и газа при наличии запасов категории С₂ более 20 % устанавливается в исключительных случаях ГКЗ СССР при утверждении запасов на основе экспертизы материалов подсчета;

в) состав и свойства нефти, газа и конденсата, содержание в них компонентов, имеющих промышленное значение, особенности разработки месторождения (залежи), дебиты нефти, газа и конденсата, гидрологические и другие природные условия изучены в степени, обеспечивающей получение исходных данных для составления технологической схемы разработки месторождения нефти или проекта опытно-промышленной разработки месторождения газа;

г) в районе разведанного месторождения должны быть оценены сырьевая база строительных материалов и возможные источники хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения, обеспечивающие удовлетворение потребностей будущих предприятий по добыче нефти и газа;

д) имеются сведения о наличии в разведочных скважинах поглощающих горизонтов, которые могут быть использованы при проведении проектно-изыскательских работ для изучения возможностей сброса промышленных и других сточных вод;

е) составлены рекомендации о разработке мероприятий по обеспечению предотвращения загрязнения окружающей среды.

§ 2. Методы подсчета запасов нефти

Выбор методов подсчета зависит от качества и количества подсчетных параметров, степени изученности месторождения, режима работы залежи, объекта подсчета (нефть, газ, конденсат). На практике используют методы объемный, статистический и материального баланса.

Объемный метод. Объемный метод применим на различных стадиях разведанности месторождения и при всех режимах работы залежи. Он основан на определении объема пустотного пространства пород-коллекторов, насыщенных нефтью (газом).

Для подсчета запасов объемным методом необходимо обоснование параметров нефтяного пласта. Особое внимание уделяется оценке емкости пласта-коллектора, средней пористости, эффективной толщины, нефтеводонасыщенности, положения ВНК (ГНК, ГВК) и кондиционных границ коллекторов (т. е. границ пористости и проницаемости, при которых коллектор отдает нефть в промышленных масштабах).

По величине пористости песчано-глинистые коллекторы подразделяются на высокоемкие, средней емкости и низкоемкие. В этих группах иногда производятся еще более дробные разделения. Заранее обусловленных величин граничных значений коэффициентов пористости в общем случае нет. Однако в настоящее время их устанавливают по зависимости пористости от проницаемости для принятых граничных величин газопроницаемости.

В карбонатных породах тип коллектора определяют по соотношению различных видов пустотности в общем объеме пустотного пространства. По соотношению типов пустотности выделяют поровый, каверновый, трещинный и смешанный типы коллекторов: трещинно-поровый, порово-каверновый, трещинно-каверново-поровый и т. п.

В связи с определением общих запасов нефти и газа в залежи, выделением из их числа балансовых и извлекаемых запасов, применением при разработке различных методов активного воздействия на пласт при оценке пустотности продуктивных пород важно выполнить ряд требований:

а) обеспечить достаточную точность определений как для исследуемой залежи в целом, так и для отдельных ее частей;

б) дать количественные характеристики коэффициентов как абсолютной, так и открытой и вторичной пустотностей, причем последнюю необходимо разделить на каверновую и трещинную.

Существует несколько способов определения расчетной величины коэффициента пустотности продуктивного пласта, взятого в целом. Выбор того или иного способа зависит прежде всего от объема информации и диктуется необходимостью применения такого метода обработки фактических данных, который позволяет свести расхождение получаемой оценки среднего коэффициента пустотности с истинным значением этого параметра к минимуму.

Средний коэффициент пустотности продуктивной толщи можно рассчитать как среднее арифметическое из единичных определений по всем скважинам. Этот способ дает неплохие результаты лишь в тех случаях, когда значения коэффициента пустотности относительно мало меняются как по разрезу каждой отдельной скважины, так и от скважины к скважине, т. е. только в однородных литологически выдержаных коллекторах.

Расчетную величину коэффициента пустотности также можно определить взвешиванием средних арифметических величин в отдельных скважинах по площади залежи. Второй способ почти не отличается

от предыдущего. Однако расчетное значение получается более точным, так как средние арифметические по отдельным скважинам взвешиваются по площади. Оба указанных способа дают более точные результаты, если количества малых и больших значений пустотности по отдельным скважинам близки друг другу.

В случае значительного изменения по площади эффективной толщины и пустотности расчетный коэффициент пустотности необходимо определять как среднюю взвешенную по объему. При небольшом изменении эффективной толщины по площади средняя взвешенная по площади расчетная величина коэффициента пустотности незначительно отличается от таковой по объему.

При определении кондиционных значений пустотности и проницаемости используют данные о продуктивности пород-коллекторов.

Продуктивность определяется удельным коэффициентом продуктивности.

$$q = Q / (H \Delta p),$$

где Q — суточная добыча скважины, т/сут; H — эффективная мощность пласта, м.

Величины коэффициентов открытой пустотности k_n и проницаемости k_{np} устанавливают по результатам лабораторных исследований керна. Далее строят графики зависимости между проницаемостью и удельным коэффициентом продуктивности отдельных скважин (рис. 46).

На основании данных о пределах величины удельного коэффициента продуктивности, при которых эксплуатация будет экономически рентабельной, например, $0,15$ (т/сут)/(МПа $^{-1}$ · м), по графику определяют соответствующую величину проницаемости — около $20 \cdot 10^{-15}$ м 2 .

По тем же скважинам строят графики зависимости между открытой пустотностью и проницаемостью (рис. 47) и для найденной величины проницаемости ($20 \cdot 10^{-15}$ м 2) определяют кондиционное значение открытой пустотности (16 %).

Таким образом, используют парную зависимость между отдельными свойствами, характеризующими породу. Поскольку эти связи не функциональные, то при установлении кондиций пользуются средней кривой.

Большое значение при подсчете запасов нефти и газа имеет определение эффективной толщины пластов-коллекторов, под которой понимается расстояние, отсчитанное по прямой от кровли пласта до его подошвы за вычетом суммы толщин заключенных в нем пропластков-неколлекторов.

Толщины коллекторов определяют по геофизическим данным, а также по результатам исследования образцов керна, взятых по всему продуктивному разрезу. При изучении образцов керна находят значения пустотности, проницаемости и водонасыщенности последних. По результатам исследований строят диаграммы изменения свойств по разрезу скважин. Полученные диаграммы показывают характер изменения перечисленных показателей по толщине пласта. На основании этих данных выделяют нефтегазосодержащие породы, устанавливают положение границ продуктивных пластов и вычисляют их толщины.

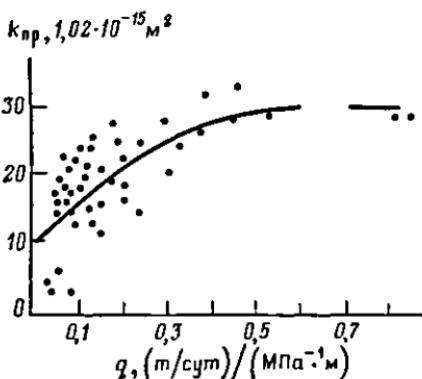


Рис. 46. Зависимость между проницаемостью (k_{pp}) и удельным коэффициентом продуктивности (q)

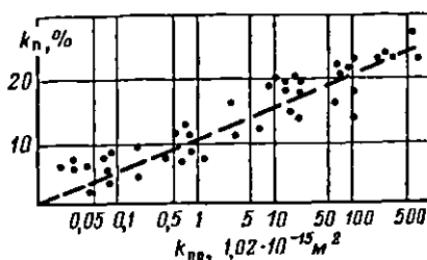


Рис. 47. Зависимость между пустотностью (k_n) и проницаемостью (k_{pp})

При подсчете запасов нефти и газа объемным методом обычно используют среднюю величину эффективной толщины, которая складывается из совокупности определений мощности по отдельным скважинам в пределах залежи. При этом обычно среднюю величину нефтенасыщенной толщины можно определить либо как среднюю арифметическую, либо как среднюю взвешенную по площади.

Нефтеводонасыщенность продуктивных пластов — также один из важнейших параметров. Наиболее эффективными методами при определении нефтеводонасыщенности являются геофизические. Средние значения величины нефтенасыщенности для терригенных пластов, определенные этими методами, лежат в пределах 0,7—0,9. Наиболее часты значения 0,80—0,85.

Результаты оценки запасов нефти и газа в значительной степени зависят от того, как определена площадь нефтегазоносности, которую устанавливают на основе детального изучения тектонического строения продуктивного горизонта, характера распространения коллекторов по площади и разрезу и последующего обобщения этих данных с целью оконтуривания залежи.

Контуры нефтегазоносности в различных типах залежей неодинаковы. В пластовых залежах имеются внешний и внутренний контуры нефтегазоносности. В массивных залежах наблюдается один контур — внешний.

Если залежь нефти или газа приурочена к литологически неоднородным коллекторам, то ее границы определяют положение контуров нефтегазоносности, тектонических экранов и границ литологического замещения коллекторов неколлекторами. Поэтому при определении площади нефтегазоносности необходимо установить линии литолого-фацимального замещения. Для определения положения границ фацимального замещения коллекторов неколлекторами неоднородные песчано-глинистые отложения рассматриваются как ряд фаций, каждый член которого постепенно переходит в соседний в связи с изменением физико-географических условий. Положение границ фацимального замещения устанавливается путем линейной интерполяции тех параметров, которые

позволяют разделить породы на коллекторы и неколлекторы. На практике разделение пород на эти две группы проводится по величине нижних пределов значений соответствующих физических параметров пород. При этом нижние пределы остаточной водонасыщенности, пустотности, проницаемости имеют такие величины, ниже которых нахождение или извлечение нефти маловероятно.

При установлении нижних пределов значений свойств продуктивных пластов различные авторы выделяют три нижних предела проницаемости: 1) отвечающий значению нефтенасыщенности, дальнейшее снижение которого делает извлечение нефти практически невозможным при любой системе разработки; 2) основанный на учете фазовых проницаемостей в системе коллектор — нефть — вода; 3) учитывающий конкретные условия разработки залежей и ограничения, порождаемые неоднородностью залежей как геологических тел.

Оконтурирование нефтегазоносной площади проводится по тому или иному параметру пласта, граничное значение которого устанавливается в соответствии с каким-либо из описанных выше подходов к выбору нижних пределов свойств продуктивных пластов. Если оконтурирование осуществляется, например, по коэффициенту пустотности, то между скважинами проводится интерполация значений пустотности, и границы фациального замещения проводятся там, где величина коэффициента пустотности становится равной нижнему пределу, установленному для данной залежи. Проще всего задача решается с помощью карт пористости в изолиниях, например, для одной из залежей нефти, приуроченной к песчано-глинистым отложениям (рис. 48).

Нижний предел коэффициента пористости для этой залежи равен 14 %, и граница между коллекторами и неколлекторами проводится по изолинии 14 %. Площадь залежи определяется положением линий фациального замещения и контуrom нефтеносности.

Величина нижнего предела не является каким-то абсолютно точным числом, а распределена в некотором диапазоне. Принимаемое значение нижнего предела того или иного параметра по отношению к этому распределению является точечной и приближенной оценкой. Поэтому установленную границу по величине одного параметра следует уточнить по величинам нижних пределов других параметров (проницаемости, глинистости). Окончательное положе-

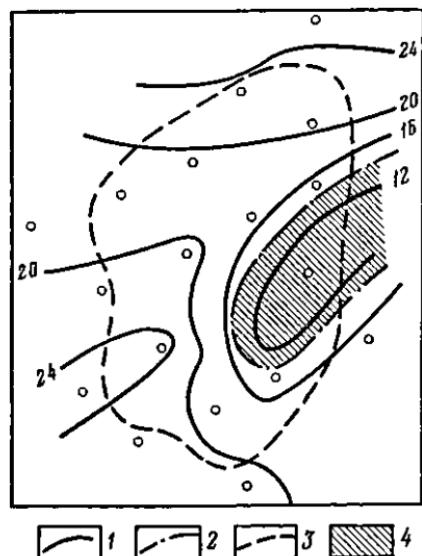


Рис. 48. Определение положения границы фациального замещения:
1 — изолинии равной пористости; 2 — граница фациального замещения; 3 — внешний контур нефтеносности; 4 — зона отсутствия коллекторов

ние границ фациального замещения определяют на основании анализа установленных линий фациального замещения по отдельным параметрам.

Так, при подсчете «абсолютных» запасов нефти в нефтенасыщенную толщину пласта предлагается включать толщины пропластков пористостью выше 5 %, проницаемостью выше $0,2 \text{ мкм}^2$ и водонасыщенностью до 100 % до критической величины. При этом отмечается, что указанные породы будут участвовать в разработке при режиме растворенного газа. Если разработка залежи будет проводиться с поддержанием пластового давления путем закачки воды в пласт, то, согласно кривым фазовой проницаемости, породы пористостью от 5 до 9 % и проницаемостью от $0,2$ до 1 мкм^2 участвовать в разработке не будут. В связи с этим при подсчете промышленных запасов нефти предлагается использовать второй нижний предел со следующими значениями параметров: пористость 9 %, проницаемость 1 мкм^2 , критическая водонасыщенность 55 %.

При подсчете запасов объемным методом пользуются формулой:
$$Q = F h k_n k_n \rho \Theta \eta, \quad (I.47)$$

где Q — извлекаемые запасы нефти, т; F — площадь нефтеносности, м²; h — эффективная мощность нефтенасыщенной части пласта, м; k_n — коэффициент открытой пустотности (пористости), доли единицы; k_n — коэффициент нефтегазонасыщенности пласта, доли единицы; ρ — плотность нефти в поверхностных условиях, кг/м³; Θ — объемный коэффициент, показывающий, какой объем 1 м³ товарной нефти занимает в пластовых условиях; η — коэффициент извлечения нефти, доли единицы.

Коэффициенты пустотности k_n , нефтенасыщенности k_n , а также плотность ρ и объемный коэффициент Θ получают по лабораторным данным, а k_n и k_n дополнительно по промыслово-геофизическим материалам.

Площадь F находят по картам (литологическим и мощности нефтенасыщенных пород), эффективную мощность нефтенасыщенной части h — в основном по данным комплекса геофизических исследований скважин с привлечением кернового материала и результатов опробования скважин. По этим же данным определяют положение ВНК, кондиционные значения пустотности и проницаемости.

В результате перемножения рассмотренных выше параметров и коэффициентов получают балансовые запасы нефти. Однако на поверхность извлекается не вся нефть, содержащаяся в залежи. Чтобы получить извлекаемые запасы, нужно балансовые запасы умножить на коэффициент извлечения нефти η , равный отношению извлекаемых запасов к балансовым.

Метод материального баланса. Подсчет запасов нефти методом материального баланса базируется на принципе сохранения материи. Количество нефти, содержащейся в залежи, можно определить путем изучения изменений физических свойств нефти в зависимости от снижения пластового давления в процессе разработки залежи. Добыча нефти, попутного газа и воды из залежи вызывает непрерывное пере-

распределение этих флюидов вследствие снижения пластового давления. При этом баланс между количеством углеводородов, содержащихся в залежи до начала разработки, и количеством углеводородов, добытых и еще оставшихся в недрах, не нарушается.

Объемно-статистический метод. Метод основан на количественном использовании данных о коэффициентах нефтенасыщенности k_n и извлечения нефти η , полученных на выработанных залежах.

В его основу положены лабораторные и промысловые исследования проницаемости и пористости пород, глубинных проб нефти и всех остальных параметров:

$$x = k_n \eta_1 = Q / (F_1 h_1 k_{np} \Theta_1), \quad (I.48)$$

где Q — извлекаемые запасы нефти, т; F_1 — площадь нефтеносности, m^2 ; h_1 — эффективная мощность нефтенасыщенной части пласта, м; k_n — коэффициент открытой пористости, доли единицы; k_{np} — коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли единицы; ρ_1 — плотность нефти в поверхностных условиях, t/m^3 ; Θ_1 — объемный коэффициент, показывающий, какой объем 1 m^3 товарной нефти занимает в пластовых условиях; η_1 — коэффициент извлечения нефти, доли единицы.

Данный метод можно применять как для залежей, еще не вступивших в разработку, так и для залежей, эксплуатируемых с поддержанием и без поддержания пластового давления. Наибольшие трудности на новых залежах вызывает определение k_n , η и F . Эти параметры устанавливают по аналогии с параметрами на старых месторождениях, находящихся в сходных геологических условиях. Формула по новой залежи имеет следующий вид:

$$Q = F h k_n p \Theta x. \quad (I.49)$$

Запасы, подсчитанные этим методом, относятся только к категориям C_1 и C_2 .

§ 3. Методы подсчета запасов газа

В связи с тем, что условия залегания и разработка газовых месторождений и месторождений нефти с газовой шапкой и растворенным в нефти газом различны, для них применяют различные методы подсчета запасов углеводородов и запасы подсчитывают и учитывают отдельно.

Объемный метод. Сущность метода, так же как при подсчете запасов в нефтяных залежах, сводится к определению объема пустотного пространства пласта-коллектора в пределах залежи газа и газовой шапки. Объем газа в залежи в силу физико-химических свойств газа зависит от пластовых давлений и температуры.

Формула подсчета запасов газа объемным методом выглядит следующим образом:

$$V = F h k_n k_r \frac{p_0}{z_0 p_{at}} f, \quad (I.50)$$

где V — начальные запасы газа, приведенные к атмосферному давлению и стандартной температуре, m^3 ; F — площадь газоносности, m^2 ; h —

эффективная газонасыщенная мощность пласта, м; k_n — коэффициент открытой пористости, доли единицы; k_f — коэффициент газонасыщенности, доли единицы; f — поправка за температуру; p_0 — начальное пластовое давление, Па; p_{at} — атмосферное давление, Па; z_0 — коэффициент сжимаемости газа.

Площадь газоносности F , газонасыщенная мощность пласта h и коэффициент открытой пористости k_n определяют теми же методами, что и при подсчете запасов нефти объемным методом.

Произведение $Fh k_n k_f$ соответствует объему газа в залежи при атмосферном давлении. Объем газа в залежи зависит от пластового давления p_0 и коэффициента сжимаемости газа z_0 , которые устанавливают по промысловым p_0 и лабораторным z_0 данным. Поправку на температуру f для приведения объема газа к стандартной температуре определяют по формуле

$$f = T_{ct}/T_{pl} = (T_0 + t_{ct})/(T_0 + t_{pl}),$$

где $T = 293$ К; $T_0 = 273$ К; $t_{ct} = 20$ °С.

Коэффициент извлечения газа зависит от многих факторов (режима разработки, наличия конденсата, конечного давления в залежи, неоднородности пласта и т. п.) и должен определяться для каждого конкретного случая. В зависимости от условий он колеблется от 65 до 95 %.

Точность объемного метода подсчета запасов зависит от количества фактических данных. А так как первые залежи разведуются и разрабатываются небольшим числом скважин (в сопоставлении с их числом на нефтяных залежах), то в зависимости от степени разведенности подсчитанные запасы газа относятся к низким категориям (C_1 , C_2). В процессе эксплуатации объемный метод корректируется методом подсчета запасов газа по падению давления.

Метод подсчета запасов свободного газа по падению давления. Метод основан на данных изменения пластовых давлений в результате отбора газа за время между двумя наблюдениями, т. е. на использовании постоянной во времени зависимости между отбором газа и падением пластового давления. При отсутствии подошвенных и краевых вод

$$V_{op} = V_{dob} \frac{p_2 \alpha_2}{p_1 \alpha_1 - p_2 \alpha_2}, \quad (I.51)$$

где V_{op} — запасы газа в пласте, м³; V_{dob} — объем газа, добытый в период между наблюдениями, м³; p_1 , p_2 — пластовые давления соответственно на дату первого и второго замеров, Па; α_1 , α_2 — коэффициенты отклонения от закона Бойля-Мариотта при замеренных давлениях.

Данный метод подсчета запасов газа не требует знаний площади, мощности и пористости газоносного пласта, в то же время требует тщательных замеров p_{pl} и V_{dob} в процессе эксплуатации. В то же время недоучет объема залежи, а в особенности разбитости залежи на отдельные несобщаемые блоки, а также активности краевых вод может привести к большим погрешностям.

Методы подсчета запасов газа, растворенного в нефти. Эти методы основаны на определении насыщенности нефти газом на дату расчета.

Для подсчета запасов попутного газа, растворенного в пластовой нефти при начальном давлении, находят лабораторным путем объем газа, растворенного в 1 м³ (в 1 г) нефти, приведенный к поверхностным условиям:

$$V = Qr,$$

где Q — количество извлекаемой нефти, т; r — средний газовый фактор (т. е. количество газа, растворенного в нефти при текущем пластовом давлении).

При подсчете запасов попутного газа необходимо иметь среднее пластовое давление в залежи нефти, остаточные извлекаемые запасы на дату подсчета и величины растворимости данного газа в данной нефти на дату расчета при определенном пластовом давлении.

Глава 4.

ПОДГОТОВКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ К РАЗРАБОТКЕ

Подготовка месторождения к разработке и составление соответствующих проектов разработки, а также выделение для этого капитальных вложений в строительство промысловых сооружений производятся в соответствии с Классификацией запасов месторождений нефти и горючих газов при наличии на месторождении запасов нефти и горючих газов категории В и С₁, утвержденных Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых при Совете Министров СССР.

С момента получения на новой площади промышленной нефти или газа наступает важный период подготовки месторождения к разработке, в течение которого следует:

1) спроектировать и начать осуществление промышленной разведки в целях выяснения общих перспектив месторождения, выявления в процессе разведки всех газоносных и нефтеносных горизонтов и установления их продуктивности;

2) оконтуриТЬ установленные промышленные нефтеносные и газоносные горизонты и получить исходные данные для проектирования научно обоснованной системы их разработки. Качество проекта разработки в значительной мере зависит от полноты и достоверности исходных данных, сбору, обработке и изучению которых должно быть удалено самое серьезное внимание.

Под промышленной разведкой нефтяных и газовых месторождений, а также отдельных залежей следует понимать систему размещения и бурение оптимального числа разведочных скважин и осуществление в них комплекса геологических, геофизических, гидродинамических и промысловых исследований с целью установления продуктивной площади залежей, оконтуривания их и получения сведений о геологическом строении и физических свойствах пластов и флюидов, необходимых для подсчета запасов и составления проекта разработки месторождения.

Период с момента первого промышленного притока нефти или газа на новой площади, подготовленной к поисково-разведочному бурению,

до ввода ее в разработку является периодом промышленной разведки месторождения (или залежи) с целью подготовки его к промышленной разработке.

Разведка многопластовых месторождений, как правило, осуществляется по наиболее эффективной системе снизу — вверх, позволяющей с минимальным числом скважин дать промышленную оценку вскрытых продуктивных горизонтов и всего месторождения в целом.

С целью скорейшего общего изучения нефтегазоносности разреза и установления структурных планов отдельных стратиграфических комплексов на тех площадях, где подошва осадочных образований залегает на глубинах, освоенных техникой бурения скважин, целесообразно первыми разведочными скважинами вскрывать, когда это возможно, всю толщу осадочных отложений до поверхности кристаллического фундамента. Если фундамент залегает на недостижимых глубинах, то бурение этих скважин желательно проводить до подошвы перспективных горизонтов, залегающих на технически доступных глубинах.

По результатам бурения этих скважин на основании изучения газонефтеносности продуктивных толщ большой мощности, различий структурных планов, наличия в разрезе сложно построенных горизонтов должны быть выделены этажи разведки, которые в дальнейшем будут разведываться самостоятельными сетками скважин.

При разведке особенно крупных месторождений и отдельных крупных залежей скважины следует размещать преимущественно по профильной системе, которая обеспечивает возможность одновременного получения данных о структуре месторождения, границах залежи нефти и параметров для подсчета запасов и составления проекта разработки.

При разведке газовых месторождений и отдельных залежей многопластовых газовых месторождений значительную помощь оказывает применение метода подсчета запасов газа по падению давления с осуществлением перепуска газа из одного пласта в другой.

На современном этапе развития нефтедобывающей промышленности основной задачей является сокращение сроков промышленной разведки и освоения месторождений нефти и газа. Так, за последние десятилетия в некоторых районах, в частности на Украине и в Западной Сибири, на ряде нефтяных и газовых месторождений были практически осуществлены принципиально новые технологические схемы: параллельная система и комбинированная система разведки и эксплуатации.

Сущность параллельной системы заключается в том, что разведочное и эксплуатационное бурение и промышленная добыча нефти или газа проводятся одновременно на стадии детальной, а иногда и предварительной разведки, благодаря чему достигается значительный выигрыш во времени.

Комбинированная система отличается тем, что разведка залежей проводится эксплуатационными скважинами, имеющими двойное назначение. В процессе бурения они являются как бы разведочными и в них осуществляются соответствующие виды исследований: отбор керна, промысловово-геофизические, гидрогазодинамические и др. По

окончании бурения они становятся добывающими и обеспечивают выполнение установленного для них плана добычи нефти и газа.

Эти новые схемы промышленной разведки резко сокращают сроки освоения новых месторождений и связанные с этим затраты. В то же время они не должны применяться формально, без учета особенностей геологического строения месторождений, и требуют дальнейшего изучения и проверки на практике в целях наиболее быстрого и эффективного освоения новых нефтяных месторождений.

При доразведке месторождения обычно возникают две основные задачи: 1) выявление новых полей и участков, которые могут быть продуктивными; 2) уточнение параметров старых залежей в целях получения необходимых данных для подсчета запасов и решения задач, связанных с разработкой залежи.

При доразведке новых полей и участков разведочные скважины, как правило, проектируют на участках предполагаемого наиболее высокого залегания разведуемой залежи; весьма эффективные результаты могут быть получены при разведке вкрест простирания залежи и последовательном бурении скважин в направлении от известного к неизвестному. Система доразведки и местоположение разведочных скважин определяются предполагаемым типом и формой залежи нефти (или газа). В случае приуроченности залежи нефти (газа) к поверхности нарушения или несогласия разведочные скважины проектируют вкрест линий нарушения или несогласия. При доразведке новых полей и участков учитывают также фациальную изменчивость и возможное литологическое выклинивание продуктивного горизонта.

При проектировании скважин в целях уточнения параметров залежи необходимо также учитывать возможность использования для этого части эксплуатационного фонда скважин, а также аналогий с уже разбуренными участками залежи.

Для наиболее полной оценки вскрытых нефтяных и газовых горизонтов детально изучают весь комплекс данных: геологических, промыслового-геофизических и промысловых, а также опробования и испытания (испытателями пластов) скважин.

Для сравнительной оценки промышленного значения вновь вскрытых продуктивных горизонтов, особенно в разведочных районах, полезно использовать также следующие показатели:

1) величину и устойчивость дебита скважины, установленные в результате проведения опытной эксплуатации;

2) литолого-физическую характеристику, мощность, пористость и проницаемость коллектора;

3) размеры структуры, сложность ее строения, взаимосвязь залежи нефти (газа) со структурой, формой залежи;

4) общие данные о режиме горизонта, пластовое давление и изменение его в процессе испытания разведочных скважин, давление насыщения нефти газом, газовый фактор — его величину и изменение в процессе испытания скважин, данные о взаимодействии скважин;

5) стратиграфическое положение горизонта по отношению к другим продуктивным горизонтам, ранее изученным в данной газонефтеносной области;

б) экономические факторы, обусловливаемые глубиной залегания горизонта, рельефом местности, близостью шоссейных и железнодорожных магистралей и т. п.

Совместный учет всех этих показателей позволяет более полно оценить данные испытаний разведочных скважин.

Заключение о промышленном значении месторождения должно основываться на анализе данных поисково-разведочного бурения и комплекса проведенных геологических, геофизических и гидродинамических исследований.

При оценке месторождения следует учитывать также возможное наличие более глубоких, еще не вскрытых бурением нефтеносных и газоносных горизонтов, а при оценке вскрытых горизонтов — характеристику нефти и попутного газа для нефтяных месторождений и природного газа в пластовых условиях для газовых месторождений, а также товарные качества нефти и газа.

В процессе разведочных работ на промысловых площадях необходимо вести исследования с целью установления разреза пород, слагающих месторождение, и выявления нефтеносных и газоносных горизонтов, а также для определения запасов нефти и попутного газа в нефтеносных пластах и газоносных пластах.

Полученные результаты разведочных работ должны быть тщательно обработаны и систематизированы для выяснения геологического строения месторождения, физических и коллекторских свойств продуктивных пластов и пластовых жидкостей.

Объем геолого-промышленных исследований при бурении разведочных и оконтуривающих скважин должен полностью обеспечивать получение всех исходных данных, необходимых для подсчета запасов нефти и проектирования разработки нефтеносного пласта. Поэтому в процессе проводки разведочных скважин должны быть получены следующие основные исходные данные:

1) структурная характеристика пласта с построением структурных карт по его кровле и подошве;

2) литолого-физическая характеристика продуктивного пласта, его коллекторские свойства и мощность — на основании исследования керна и проведения комплекса геофизических и гидродинамических исследований. Особое внимание следует обратить на наличие и характер расчлененности пласта с установлением возможных границ распространения отдельных пропластков и связь между ними;

3) характер неоднородности — на основании данных гидропрослушивания и определения гидропроводности пласта;

4) физико-химические свойства нефти, газа и воды. Особое внимание необходимо уделить отбору глубинных пластовых проб нефти и определению ее свойств и вязкости для выяснения подвижности. По возможности желательно бурение специальных скважин для вскрытия продуктивного пласта на известково-битумном растворе в целях определения содержания связанной воды;

5) начальное пластовое статическое давление, замеренное глубинным манометром, динамика его изменения, а также динамика изменения газового фактора для установления режима работы пласта;

6) производительность нефтеносного или газоносного горизонта — путем опробования с целью установления продуктивности скважины (в частности, коэффициента продуктивности), определения добычи нефти, газа и воды, допустимых отборов и свойств в пластовых условиях; при расчлененности пласта скважина должна быть исследована глубинным дебитометром;

7) границы нефтеносности (и газоносности) по внутреннему и внешнему контурам; по возможности следует определить всю водонапорную систему;

8) температура пласта, установленная электротермометром, для определения геотермической ступени; возможная кривизна скважины (азимут и угол искривления) и отклонение от проектной точки забоя скважины;

9) поведение всех контурных скважин для изучения не только нефтенасыщенной, но и окружающей водонасыщенной части пласта с целью получения подробной гидродинамической характеристики продуктивного пласта, а также данных об упругих свойствах пород и коэффициенте пьезопроводности;

10) начальные балансовые запасы нефти (газа) и возможные извлекаемые запасы.

Тщательное и полноценное геологическое изучение всех указанных данных позволяет получить наиболее полное представление о строении продуктивного пласта и свойствах насыщающих его флюидов и подсчитать запасы нефти и газа и дает возможность проектирования рациональной системы разработки и определения мероприятий по воздействию на пласт и управлению процессом разработки.

Раздел II.

Геолого-физические основы разработки месторождений нефти и газа

При возрастающих затруднениях в обеспечении различными видами энергии в мире и особенно нефтью все нефтедобывающие страны стремятся к увеличению ее ресурсов. Помимо поиска и разведки новых месторождений, что ныне во всем мире становится с каждым годом сложнее и дороже (в первую очередь, за счет увеличения глубин и выхода на шельф), все нефтедобывающие страны заинтересованы в увеличении извлекаемых запасов нефти на разрабатываемых месторождениях.

Степень извлечения запасов нефти из пластов в среднем низкая (20—45 %), особенно на месторождениях, где разработка ведется на естественных режимах без подвода внешних источников энергии. Здесь она не превышает 18—20 %.

В связи с непрерывным накоплением в недрах остаточных запасов нефти проблема повышения коэффициента извлечения нефти становится все более острой. В последние годы стали серьезно изучать, подвергать промысловым испытаниям, а в ряде случаев, промышленному использованию методы воздействия на нефтяной пласт, в принципе позволяющие получать более высокие коэффициенты извлечения, чем при естественных режимах (45—60 %).

Коэффициент извлечения нефти из пласта зависит от многих факторов, основные из которых: вязкость нефти, проницаемость и неоднородность пласта, межфазное напряжение на границе раздела нефть — вытесняющий агент и т. д. Увеличение коэффициентов извлечения может быть достигнуто путем целенаправленного воздействия на каждый из этих факторов в отдельности или в комплексе.

Технология разработки нефтяных месторождений с целью увеличения извлечения нефти из пласта развивается в следующих направлениях.

1. Совершенствование освоенного и широко применяемого метода заводнения. Повышение эффективности заводнения возможно как за счет улучшения технологии процесса (циклическое воздействие на нефтяные пласты, изменение направления потоков жидкости, высокое давление нагнетания), так и за счет ухудшения вымывающих и вытесняющих свойств воды путем обработки ее различными поверхностно-активными веществами, полимерами, кислотами и т. д.

2. Применение смешивающегося вытеснения, при котором отсутствует граница фаз между вытесняющим и вытесняемым флюидами (закачка углеводородных газов, а также CO_2).

3. Развитие тепловых методов: пагнетание пара, горячей воды, внутрипластового горения и тепловая обработка призабойных зон.

Кроме того, ведутся поиски и разработки принципиально новых методов, возможности эффективного применения которых для увели-

чения извлечения нефти предполагается пока лишь на основании фундаментальных исследований.

Применение методов увеличения коэффициентов извлечения должно базироваться на основе тщательного изучения различных факторов (геолого-физических, технологических и технических) конкретных нефтяных месторождений.

Нефтяная или газовая залежь обладает запасом естественной пластовой энергии, под действием которой флюиды движутся в пласте к забоям добывающих скважин.

В зависимости от геологического строения залежей источниками пластовой энергии являются напор пластовых вод, энергия сжатого, свободного или растворенного в нефти газа, упругость пластовых жидкостей и горных пород, в которых заключены эти жидкости, сила тяжести пластовой жидкости.

К силам, противодействующим движению нефти и газа в пласте, относятся силы внутреннего трения жидкости и газов и трения их о породу, капиллярные силы. Силы трения обусловлены проявлением вязкости жидкости и газов, а также адсорбционных свойств вмещающих флюидов горных пород. Нефть и газ могут двигаться вместе в результате проявления как одного, так и нескольких видов пластовой энергии.

Наличие тех или иных видов пластовой энергии и характер их проявления в процессе разработки определяют режим залежи.

Показателем эффективности разработки залежи является коэффициент извлечения нефти, т. е. отношение извлеченных запасов к общим (геологическим) запасам. Опыт разработки месторождений нефти и газа показывает, что коэффициент извлечения нефти представляет собой произведение двух коэффициентов — вытеснения и охвата.

Коэффициент вытеснения — отношение начальной нефтенасыщенности к остаточной в однородном пласте. Он зависит главным образом от физических свойств пласта и от соотношения таких свойств нефти, газа и воды, как поверхностное натяжение, смачиваемость и т. д.

Коэффициент охвата — отношение общего объема залежи к объему части залежи, охваченной влиянием пластовой энергии вытеснения (движения) флюида. Он зависит от многих факторов — энергии вытеснения (вытеснение водой, газом, упругими силами), соотношения вязкостей вытесняющих агентов и вытесняемого флюида (соотношение подвижностей, неоднородностей пласта).

Назначение методов увеличения коэффициента извлечения заключается в целенаправленном воздействии на величину одного из составляющих (вытеснения или охвата) в отдельности или в комплексе.

Коэффициент извлечения нефти определяется как по лабораторным данным, так и по фактическим данным эксплуатации залежи.

В связи с тем что в реальных условиях вытеснение нефти происходит в более сложных физико-химических условиях (неоднородность пласта, более длинные участки, большие объемы пористой среды, длительное время), оценка эффективности методов увеличения коэффициента извлечения, полученная на основании лабораторных данных, должна применяться с большой осторожностью.

Существует два способа определения коэффициента извлечения по данным эксплуатации залежи.

Первый способ можно назвать промыслово-геофизическим. На отдельные этапы разработки устанавливают текущее положение ВНК и ГНК, путем обработки промыслового-геофизического материала по вновь пробуренным наблюдательным и действующим скважинам, а также промысловых данных по содержанию воды и газа в продукции скважин. Зная начальное и текущее положение поверхности ВНК, подсчитывают объем промытой зоны пласта. Затем делением суммарной добычи нефти на величину промытого объема устанавливают коэффициент извлечения нефти, который характеризует незавершенное, текущее состояние выработки завершенных зон. Этот метод используется в целях контроля и регулирования выработки пластов. Точность его тем выше, чем больше объем участков с вытесненной нефтью.

Определение коэффициента нефтеотдачи по второму методу основывается на экстраполяции статистических закономерностей обводнения добываемой продукции. В этом случае подсчитывают конечный коэффициент извлечения нефти. Статистические зависимости обычно строят в координатах: обводненности добываемой жидкости — накопленная добыча, отнесенная к геологическим запасам; накопленная добыча нефти — накопленная добыча жидкости и т. д.

Анализ фактических данных показывает, что конечный коэффициент извлечения нефти зависит от коллекторских свойств пласта и степени его неоднородности, соотношения вязкостей нефти и вытесняющей воды, размеров водонефтяных зон в случае полого залегающих слоев.

Нефть остается в пласте вследствие неполного охвата пласта вытеснением и неполного вытеснения нефти из охваченного вытеснением объема пласта. Таким образом, основными геолого-физическими факторами, влияющими на разработку залежей нефти и газа, являются энергия залежи, неоднородность пласта, вязкость нефти и молекулярно-адсорбционные процессы на контакте нефть — порода, нефть — вытесняющий агент.

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

ГЛАВА I

СИЛЫ, ВЫЗЫВАЮЩИЕ ДВИжение НЕФТИ ПО ПЛАСТУ

§ 1. Пластовые давления

К основным источникам энергии в пластах, вызывающей движение нефти и газа к скважинам, относятся: напор краевой и подошвенной воды; газа газовой шапки; давления растворенного газа в нефти в момент выделения его из раствора; упругость пласта и насыщающих его нефти, воды и газа; сила тяжести.

Энергия нефтяного пласта, за счет которой происходит извлечение жидкости на поверхность, характеризуется существующим в нем давлением. Чем выше давление, тем больше запасы энергии пласта. И, наоборот, чем быстрее падает пластовое давление, тем скорее происходит истощение пластовой энергии, что в свою очередь приводит к большому недобору нефти из залежи. Величина пластового давления находится в прямой зависимости от глубины залегания пластов и, как правило, не превышает давления столба воды, соответствующего глубине вскрытия пласта. В среднем пластовое давление составляет 0,098 МПа на каждые 10 м глубины скважины.

Пластовым давлением называется давление в некоторой точке пласта, не подверженной воздействию воронок депрессии соседних скважин. Поскольку давление можно замерить лишь в скважинах, то под пластовым давлением понимается статическое забойное давление, т. е. давление на забое остановленной скважины, начиная с того момента, когда после ее остановки в пласте установилось относительное статическое равновесие.

Различают начальное и текущее пластовые давления.

Под начальным пластовым давлением понимается статическое забойное давление первой скважины, которой вскрыли пласт. Давление при этом замеряют до отбора больших количеств жидкости, т. е. до нарушения статического равновесия. Для того чтобы определить начальное пластовое давление в целом по залежи, замеренные начальные давления по отдельным скважинам усредняют, приводят к некоторой средней точке пласта или к поверхности начального ВНК. Таким образом получают среднее начальное пластовое давление.

Текущим пластовым давлением называется давление, замеренное по состоянию на ту или иную дату в скважине, в которой после ее остановки установилось относительное статическое равновесие. Но поскольку все другие скважины работают, и в пласте не может быть установленвшегося статического равновесия, то в качестве теку-

щего пластового давления замеряют по существу динамическое пластовое давление.

Среднее текущее пластовое давление определяют аналогично среднему начальному пластовому давлению, т. е. на основании ряда отдельных замеров статических забойных давлений, приведенных к одной дате, находят усредненное текущее давление. Оно также относится к определенной поверхности, объему или площади. Если определение среднего текущего пластового давления требуется для анализа разработки, то производят усреднение давлений, замеренных в зоне отбора нефти. Если же необходимо определение текущего давления при подсчете запасов объемным методом или методом материального баланса, то значения среднего начального и среднего текущего давления определяют в пределах площади, ограниченной начальным контуром нефтеносности.

Пластовые давления измеряют в добывающих скважинах при помощи глубинных манометров двух типов: 1) максимальных; 2) регистрирующих с непрерывной записью показаний. Широко распространен на промыслах страны глубинный регистрирующий манометр марки МГГ-1.

Если скважина фонтанирует или отбор жидкости производится компрессорным способом, определить пластовое давление при помощи глубинных манометров сложно. В этом случае его рассчитывают. Так, при глубинно-насосной эксплуатации забойные давления находят, используя данные о статических уровнях в скважинах по формуле

$$p_{\text{заб}} = (h_n \rho_n / 10) + (h_v \rho_v / 10), \quad (\text{II. 1})$$

где h_n , h_v — соответственно столб нефти и воды в скважине; ρ_n , ρ_v — соответственно плотность нефти и воды.

Для установления изменения давлений по площади строят карты изобар (карты равных пластовых давлений) по результатам замеров давлений в скважинах после их поочередной остановки при работе всех других скважин.

Построение карт изобар аналогично построению структурных карт. При этом учитывают:

1) исходные данные о давлениях на различные даты и необходимость их приведения на дату построения карт изобар;

2) зависимость давлений от глубины залегания пласта и необходимость их приведения к избранной условной поверхности;

3) отсутствие в пласте статического равновесия и необходимость применения в связи с этим соответствующих приемов интерполяции и особенно экстраполяции давлений.

Давления, приведенные к уровню моря или к другой условной поверхности, называют приведенными. По ним строят карты приведенных изобар. Карты приведенных и истинных изобар широко используют для определения среднего пластового давления и анализа разработки пласта.

Карты изобар используют:

для определения скоростей перемещения отдельных участков контура нефтеносности;

для приближенного определения проницаемости пласта;

для оценки внешней области залежи путем изучения характера изменения давлений в связи с отбором жидкости внутри самой залежи; для приближенного определения положения ВНК.

Так, по отдельным участкам сгущения изобар можно судить об увеличении отбора жидкости на этих участках, о нагнетании воды в пласт или об ухудшении коллекторских свойств пласта.

При расчете давлений по картам изобар кроме установления среднего пластового давления по всей залежи рекомендуется определять средние давления в различных ее зонах: в зоне отбора, зоне нагнетания и т. п.

§ 2. Режимы работы нефтяных залежей

Режимом залежи называется характер проявления движущих сил газонефтеносного пласта, зависящий от физико-геологических, природных условий и мероприятий, проводимых при разработке и эксплуатации.

Знание режима залежи необходимо для проектирования рациональной системы разработки и эффективного использования пластовой энергии с целью максимального извлечения нефти и газа из недр.

В зависимости от проявления доминирующей формы пластовой энергии в процессе разработки выделяются следующие виды режимов: водонапорный и упруго-водонапорный, газонапорный, растворенного газа, гравитационный.

Первые два режима представляют собой режимы вытеснения, вторые — режимы наполнения пластовой энергии.

Водонапорный режим — режим залежи, при котором нефть или газ перемещаются в пласте к забоям скважин под действием гидростатического напора воды в условиях активного восполнения отбора жидкости (естественный режим) или нагнетаемой (искусственный режим) в пласт воды (рис. 49).

В начале разработки залежи при увеличении числа скважин, вводимых в эксплуатацию, наблюдается рост добычи нефти. При поддержании добычи на достигнутом уровне стабилизируется пластовое давление, по мере поступления подошедшей воды количество воды в жидкости увеличивается, а нефти соответственно уменьшается. Пластовое давление зависит от текущего отбора жидкости. Газовые факторы остаются низкими и постоянными до падения пластового давления ниже давления насыщения нефти газом.

Эффективность водонапорного режима зависит от размеров водонапорной системы, коллекторских свойств пласта и гипсометрической разности между глубиной залегания продуктивных пород и высотой выхода их на поверхность. При водонапорном режиме коэффициент извлечения нефти колеблется в пределах 0,5—0,65 в зависимости от коллекторских свойств пород, а также от геолого-физических и технологических факторов: темпа отбора жидкости, регулирования разработки и т. п.

Для необходимости поддержания пластового давления прибегают к искусенному воздействию на пласт, чтобы предотвратить падение

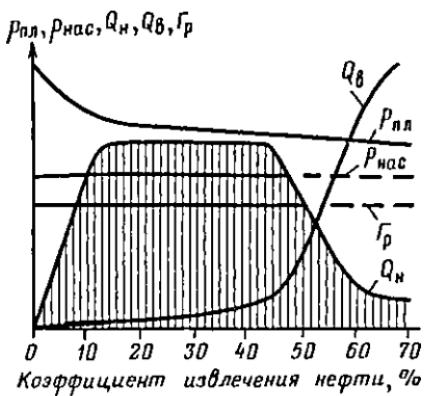


Рис. 49. График эксплуатации пласта при водонапорном режиме:

Q_n — добыча нефти; Q_B — добыча воды; $p_{пл}$ — пластовое давление; Γ_p — газовый фактор; $p_{нас}$ — давление насыщения

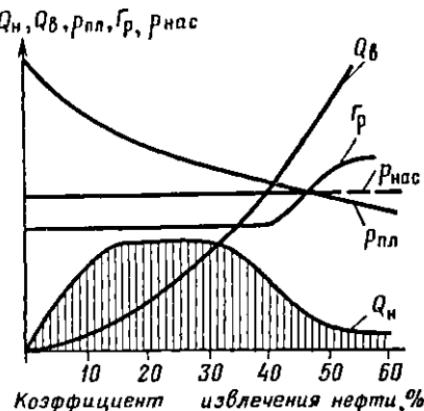


Рис. 50. График эксплуатации пласта при упруго-водонапорном режиме
Условные обозначения см. на рис. 49

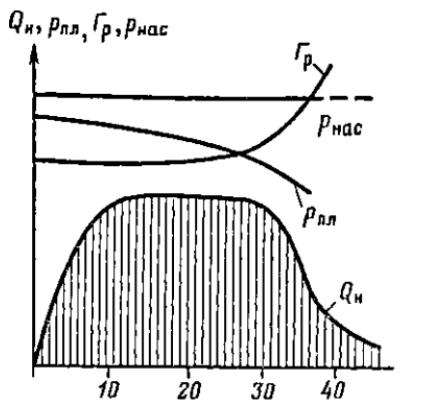
давления ниже давления растворимости газа в нефти и переход на менее эффективный режим работы пласта.

Упруго-водонапорный режим — разновидность водонапорного режима, но в отличие от него основным источником энергии напора воды являются упругость жидкости, а также упругость самой породы. При данном режиме даже при стабильном отборе жидкости из пласта пластовое давление в пласте непрерывно снижается, т. е. пластовое давление зависит от текущего и суммарного отборов жидкости из пласта. Поэтому при данном режиме наблюдается быстрое снижение добычи нефти, зависящее от быстрого ввода скважин в эксплуатацию. Газовый фактор постоянный до момента снижения пластового давления ниже давления насыщения (рис. 50).

Упруго-водонапорный режим менее эффективен, по сравнению с водонапорным, коэффициент извлечения нефти достигает 0,4—0,5; для обеспечения соответствующих отборов при этом режиме необходимо проводить мероприятия по поддержанию пластового давления.

Газонапорный режим — режим нефтегазовой залежи, когда нефть к забоям скважин проталкивается газом, находящимся в газовой шапке пласта (рис. 51). Пластовое давление зависит от суммарного отбора нефти и по мере отбора непрерывно снижается. Объем газовой шапки увеличивается за счет уменьшения объема пласта, ранее занятого нефтью. Газовый фактор в скважинах, расположенных вблизи от газовой шапки, в процессе разработки резко растет с переходом их на фонтанирование чистым газом.

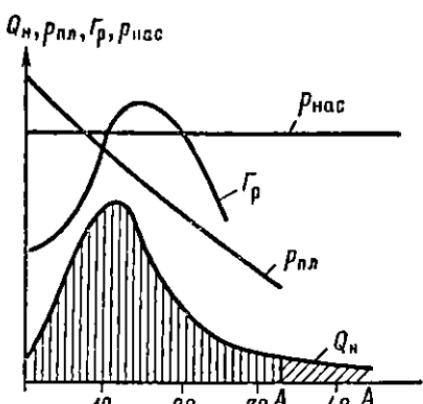
Эффективность газонапорного режима зависит от размеров газовой шапки залежи нефти, а также от коллекторских свойств пласта и характера структуры. К благоприятным условиям для проявления этого режима относятся высокая проницаемость коллекторов, большие углы наклона пластов и малая вязкость нефти.



Коэффициент извлечения нефти, %

Рис. 51. График эксплуатации пласта при газонапорном режиме (режим газовой шапки).

Условные обозначения см. на рис. 49



Коэффициент извлечения нефти, %

Рис. 52. График эксплуатации пласта при режиме растворенного газа ($A-A$ — гравитационный режим). Остальные условные обозначения см. на рис. 49.

Коэффициент извлечения нефти при этом режиме колеблется в пределах 0,3—0,4, в отдельных случаях может быть до 0,5.

При режиме растворенного газа единственной движущей силой пласта является сила упругости газа, растворенного в нефти и выделяющегося из нее при падении давления ниже давления насыщения. Обычно режим растворенного газа присущ залежам со значительной фациальной изменчивостью, где не наблюдается связь с контурными или подошвенными водами. Он может также частично проявляться в залежах с водонапорным, упруго-водонапорным и газонапорным режимами в том случае, если в них в процессе разработки давление падает ниже давления насыщения (рис. 52).

В процессе эксплуатации залежи дебит (после достижения некоторого максимума) и давление непрерывно снижаются. Давление в каждый момент зависит от суммарного отбора нефти и газа из пласта. После достижения максимальной проектной добычи еще до ввода в эксплуатацию намеченного числа скважин начинается значительное снижение дебитов. Прирост добычи за счет ввода новых скважин не покрывает снижения общей добычи.

Газовые факторы уже в начале разработки быстро растут, а затем по мере истощения запасов газа снижаются. Появление в коллекторе свободного газа ухудшает фазовую проницаемость для нефти, что приводит к резкому снижению эффективности режима. По мере истощения запасов газа, растворенного в нефти, дебиты скважин становятся низкими и продолжают медленно падать вследствие перехода на гравитационный режим. Коэффициент извлечения нефти при режиме растворенного газа 0,2—0,3.

Гравитационный режим — это режим, при котором нефть движется по пласту к забоям скважин за счет силы тяжести самой нефти. Если пласт высокопроницаем и круто наклонен, то нефть движ-

жется в его пониженные части. При этом дебиты скважин, особенно тех, что расположены далеко вниз по падению пласта, могут быть более или менее значительными, что соответственно обуславливает и более высокий (0,27) коэффициент извлечения нефти (месторождение Оклахома-Бич, США).

В пластах с пологим залеганием уровни в скважинах обычно находятся ниже уровня пласта. Нефть притекает лишь из площади, находящейся в зоне расположения данной скважины. В данном случае коэффициент извлечения нефти не превышает 0,1—0,2 (Девонские отложения Ухты). В нефтяных пластах с отсутствием или недостаточным напором краевых и подошвенных вод в последней стадии эксплуатации сила тяжести обычно является единственным фактором, обусловливающим продвижение нефти по пласту к забоям скважин, т. е. наблюдается переход на гравитационный режим работы пласта.

Режим нефтяной залежи в процессе разработки редко остается неизменным (особенно без методов искусственного воздействия на пласт). Вполне возможно, что на отдельных участках одной и той же залежи могут существовать одновременно различные режимы. На изменение режимов основное влияние оказывают геолого-технические и технологические факторы. Основными факторами являются геологические условия: структурно-тектонические особенности строения пород, с которыми связана залежь нефти, физические и литологические свойства коллекторов (особенно проницаемость), физико-химические свойства воды, нефти и газа и т. п. Поэтому при изучении режима залежи нефти следует учитывать общие геологические условия формирования и распределения залежей нефти в пределах рассматриваемой нефтегазоносной области. В процессе такого изучения могут быть выяснены условия залегания нефти, распределение нефти, газа и воды, их физические и химические свойства, геотермические условия в пластах, положение пьезометрических уровней, а также области питания.

Структурные условия определяют характер и особенности напора вод. Изучение тектонических нарушений помогает установить направления движения подземных вод и специфику распределения пластовых давлений. Исследование литолого-физических и коллекторских свойств пород позволяет выяснить условия, благоприятствующие проявлению того или иного режима, и, в частности, степень возможного проявления напора воды. При благоприятных коллекторских свойствах пород напор пластовых вод будет активным и залежь будет иметь водонапорный режим, при неблагоприятных — в залежи проявится газонапорный режим, или режим растворенного газа.

Для выяснения режимов пластов важно определить гипсометрию выхода пластов на поверхность (для установления области питания) и гипсометрию области стока. Знание положения областей питания и стока позволяет оценить пьезометрические уровни, направление движения вод и возможные пластовые давления.

В пластах с резко выраженным водонапорным режимом начальные пьезометрические уровни всегда занимают более низкое положение, чем в пластах с газонапорным режимом, принадлежащих к той же системе. Более низкое положение пьезометрических уровней в пластах

с водонапорным режимом объясняется сравнительно низким гипсометрическим положением выходов песчаных пластов в области стока (и сравнительно небольшими размерами стока).

Помимо указанного выше комплекса исследований в период геологических полевых и разведочных работ для изучения режима залежи нефти необходимо также использовать материал, полученный уже в начальную стадию разработки. Поэтому следует наблюдать за изменением давления и дебита в процессе эксплуатации залежи и их взаимозависимостью, а также за динамикой изменения газового фактора.

Следует иметь в виду, что режим нефтегазоносного пласта в процессе эксплуатации может изменяться под влиянием естественных и искусственных факторов. В настоящее время для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений широко применяют ввод в пласт дополнительной энергии путем закачки воды и газа. В связи с этим давление в пласте поддерживается высоким, что позволяет иногда не только предотвратить смену лучшего режима худшим, но и перевести пласт на наиболее эффективные режимы вытеснения нефти водой. Поэтому при проведении мероприятий по воздействию на пласт указанные выше схемы могут значительно изменяться в зависимости от принятого метода воздействия.

Помимо изучения поведения пласта в процессе эксплуатации следует наблюдать за продвижением контактов газ — нефть и нефть — вода, устанавливая динамику продвижения их (а также соответствующих контуров) за тот или иной срок.

Необходимо также учитывать поведение скважин, особенно фонтанных. При газонапорном (и газовом) режиме пласта скважины (особенно присводовые) фонтанируют бурно с большим газовым фактором и высоким буферным давлением, а при водонапорном режиме — спокойно, обычно с небольшим газовым фактором и невысоким буферным давлением.

Коэффициенты продуктивности отдельных скважин и всего пласта при разных режимах различны. При газонапорном (и вообще газовом) режиме они невысокие (при большой разности статического и динамического уровней, которая в процессе эксплуатации уменьшается), а при водонапорном режиме — сравнительно высокие (при небольшой разности статического и динамического уровней) и в процессе эксплуатации, как правило, увеличиваются.

Изучение совокупности указанных выше факторов — основа для правильного установления режима залежи и проектирования рациональной разработки и эксплуатации пласта в целом.

§ 3. Режимы работы газовых залежей

Под режимом работы газовой залежи понимается проявление движущих сил в пласте, обусловивших приток газа к забоям скважин.

Для газовых залежей можно выделить два режима: 1) газовый, или режим расширяющегося газа; 2) водонапорный.

При режиме расширяющегося газа движущей силой является упругое расширение сжатого газа. Этот режим обычно

наблюдается в залежах газа, приуроченных к линзам или пластам ограниченных размеров. Иногда в пониженной части таких коллекторов находится вода, которая практически неподвижна и не влияет на режим работы газового пласта.

Водонапорный режим наблюдается в газовых залежах, где движущей силой является не только расширение сжатого в пласте газа, но и давление активных напорных краевых вод, продвигающихся по мере эксплуатации залежи.

В процессе эксплуатации газовой залежи вследствие малой вязкости газа, которая примерно в 100 раз меньше вязкости воды, радиус влияния газа при тех же перепадах давления значительно больше, чем в нефтяной залежи. С другой стороны, при приближении к забою скважины объем газа значительно увеличивается, что соответственно увеличивает потери давления вблизи скважин, поэтому воронка депрессии в газовых залежах вначале более крутая, чем в нефтяных пластах, а с удалением от скважины, наоборот, становится более пологой по сравнению с воронкой депрессии в нефтяных залежах. В результате пластовое давление уже в непосредственной близости от забоя скважины становится равным давлению, присущему данному пласту.

Всякое изменение давления в скважине очень быстро распространяется на весь пласт. Поэтому при более или менее однородной физико-геологической характеристике газовой залежи пластовое давление в ней в процессе эксплуатации можно считать всюду одинаковым, за исключением давления в небольших зонах, непосредственно примыкающих к забоям скважин.

Газовые залежи разрабатываются очень высокими темпами по сравнению с темпами разработки нефтяных залежей. Как правило, краевые воды не могут восполнить объемы извлекаемого из пласта газа настолько, чтобы поддерживать пластовое давление. Даже при водонапорном режиме газовых залежей пластовое давление снижается.

При водонапорном режиме в процессе разработки в газовую залежь поступает контурная или подошвенная вода. С течением времени это приводит к уменьшению газонасыщенного объема пустотного пространства газовой залежи. Следовательно, при водонапорном режиме приток газа к забою скважин обусловлен как упругой энергией сжатого газа, так и напором продвигающейся в газовую залежь контурной или подошвенной воды. Продвижение воды в газовую залежь приводит к замедлению темпа падения пластового давления.

Довольно часто при разработке месторождений природных газов в условиях водонапорного режима давление вначале падает, как при газовом режиме. Дальнейшее поступление воды в залежь приводит иногда к заметному замедлению падения пластового давления. Следовательно, в зависимости от коллекторских свойств пород на ранней стадии разработки проявляется газовый режим, а затем водонапорный. При хорошей проницаемости пород и малых темпах разработки вода может поступать в залежь настолько интенсивно, что водонапорный режим проявляется уже на ранней стадии разработки. От темпов продвижения контурной или подошвенной воды зависит темп падения

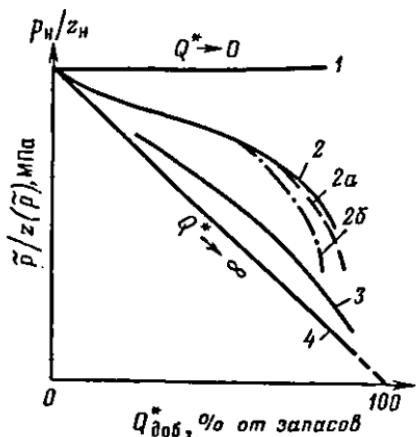


Рис. 53. Примеры зависимостей $\tilde{p}/z(\tilde{p}) = f[Q_{\text{доб}}(t)]$ для газовой залежи:

1 — при водонапорном режиме и бесконечно малом темпе отбора газа;
2, 2a, 2b, 3 — при водонапорном режиме и реальных темпах разработки;
4 — при газовом режиме, а также при бесконечно большом темпе разработки залежи в условиях водонапорного режима

пластового давления, что влияет на падение дебитов газовых скважин. Проявление водонапорного режима иногда благоприятно сказывается на показателях разработки. В то же время вследствие неоднородности пластов, а также при неравномерном отборе газа по площади залежи газовые скважины преждевременно обводняются. Продвижение воды по наиболее проницаемым и дренируемым прослойям, пропласткам и пачкам вызывает преждевременное обводнение скважин и защемление запасов газа. В таких месторождениях коэффициент газоотдачи изменяется от 0,48 до 0,92.

На практике режим газовой залежи устанавливают следующим образом. Промысловые данные об изменении среднего пластового давления $p(t)$ и о добывтом газе $Q_{\text{доб}}(t)$ обрабатывают в координатах. Если данные ложатся на прямую, это указывает на проявление газового режима. Если с какого-то момента темп падения приведенного среднего пластового давления начинает замедляться, это свидетельствует о начале заметного поступления воды в залежь (рис. 53). Источником дополнительной информации о режиме залежи могут быть данные об изменении давлений (уровней) в пьезометрических скважинах, пробуренных на водяной пласт, данные геофизических исследований скважин, методы геохимического контроля и т. п.

Практически только совместное комплексное использование всех данных позволяет с достоверностью судить о режиме залежи и проводить контроль и регулирование ее разработки.

Глава 2.

СИЛЫ, ПРОТИВОДЕЙСТВУЮЩИЕ ДВИЖЕНИЮ НЕФТИ И ГАЗА В ПЛАСТЕ

§ 1. Неоднородность пласта

В постоянно меняющихся условиях осадконакопления и формирования пород происходит образование осадочных отложений различного литологического состава (песчаники, известняки, глины и др.), об-

ладающих различными физическими свойствами. В пределах нефтеносных толщ минеральный и фракционный состав, укладка зерен, цемент, глинистость и т. п. могут варьировать в широких пределах. Породы переслаиваются между собой, выклиниваются, замещаются, образуя сложную картину геологического строения залежи (рис. 54). В зависимости от литологии широко меняются и коллекторские свойства пород, т. е. продуктивный горизонт можно рассматривать как физическую анизотропную систему, характеризующуюся резкой изменчивостью.

Обобщающим термином изменчивости продуктивных пластов в нефтепромысловом деле является неоднородность.

Неоднородностью продуктивных пластов называется изменчивость в пространстве и времени (в процессе разработки) литолого-фациального и минерального составов, агрегатного состояния и физических свойств пород, вызывающая изменчивость их коллекторских свойств.

В практике нефтепромысловой геологии неоднородность различают по важнейшим параметрам пласта: общей и эффективной нефтенасыщенной мощностям, пористости, глинистости, проницаемости, трещиноватости, гидропроводности, коэффициенту продуктивности и др.

В зависимости от масштабов проявления неоднородности пользуются терминами макро- и микронеоднородности.

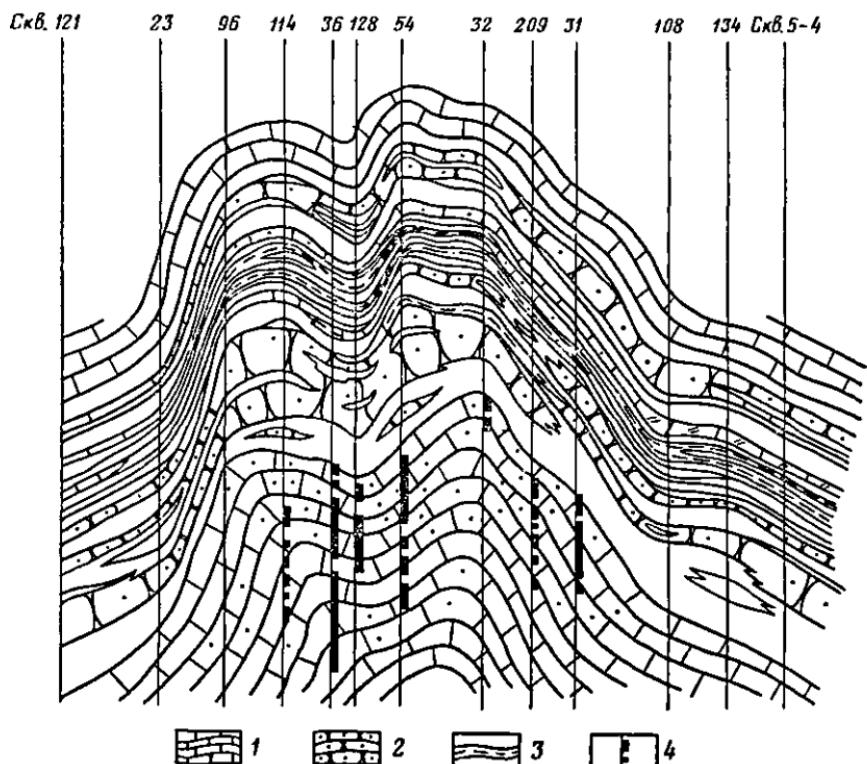


Рис. 54. Профильный разрез Арланского месторождения:
1 — известняки; 2 — песчаники; 3 — глины; 4 — интервал перфорации

Под макронеоднородностью понимается пространственное распределение коллекторов и неколлекторов внутри пласта, изменчивость формы среды, насыщенной углеводородами, т. е. изменчивость мощности, расчлененности, прерывистости и т. п. При этом выделяется горизонтальная (или зональная) и вертикальная неоднородности.

Горизонтальной называется неоднородность пласта (прослоя) по его простиранию, проявляющаяся в значительных изменениях мощности, в прерывистости коллекторов, связанной с фациальными замещениями и выклиниванием. Она проявляется в разном изменении литологических свойств пород, перемежаемости зон, сложенных песчаниками, алевролитами и аргиллитами по всей площади залежи. Горизонтальная неоднородность количественно характеризуется коэффициентом распространения коллекторов по площади, коэффициентом сложности и др.

Вертикальная неоднородность — это неоднородность, проявляющаяся в расчлененности продуктивного горизонта непроницаемыми породами на пласты (прослои)-коллекторы. Например, серия песчаных и алевролитовых пластов чередуется с непроницаемыми глинистыми и аргиллитовыми пачками. Число коллекторов в пределах залежи часто непостоянно. Вертикальная неоднородность количественно характеризуется коэффициентом расчлененности, средней мощностью одного прослоя-коллектора, коэффициентом слияния и др.

Микронеоднородность называется изменчивость коллекторских свойств среды нефтесыщенности, а также определяющих их свойств; глинистости, карбонатности, степени цементации, гранулометрического и минерального составов, структуры пустотного пространства и др. Иными словами, микронеоднородность можно охарактеризовать как изменение параметров пласта в объемах, соизмеримых с размерами керна.

Микронеоднородность пласта характеризуется многообразием поровых каналов по форме и главным образом по размеру. Она существенно влияет на вытеснение нефти, в то время как макронеоднородность предопределяет охват заводнением.

В связи с неравномерным расслаиванием горизонта и наличием в нем выклинивающихся пористых пропластков в отдельных участках горизонта скважины вскрывают различное число пористых прослоев. Наблюдается, таким образом, прерывистость пласта. В этом случае для характеристики неоднородности вводят различные понятия:

коэффициент расчлененности (K_p), который представляет собой отношение числа пластов песчаников, суммированных по всем скважинам, к общему числу пробуренных скважин;

коэффициент литологической связности песчаников (K_{cb}), который представляет собой отношение числа скважин, вскрывших монолитный пласт песчаника, к общему числу пробуренных скважин.

Неоднородности продуктивных горизонтов изучаются геологическими и вероятностно-статистическими методами. При помощи этих методов даются качественная характеристика геологической неоднородности продуктивных пластов и количественная оценка их основных показателей. По геолого-физическим и промысловым данным в пределах

каждой залежи определяются зоны распространения по площади и разрезу хорошо проницаемых, малопроницаемых и непроницаемых разностей пласта, исследуются гидродинамические связи между отдельными проницаемыми прослойками внутри продуктивного пласта и т. п.

Прослеживание одноименных прослоев внутри продуктивного пласта ведется с помощью зональной корреляции. Сообщаемость между собой выделенных прослоев по площади и разрезу исследуется гидропрослушиванием.

По результатам геолого-промышленных исследований составляют литолого-фациальные и зональные карты, карты эффективных мощностей, карты изменения пористости и проницаемости коллекторов, карты равных значений песчанистости. При построении всех этих карт важно правильно провести границы распространения проницаемых и непроницаемых разностей пласта.

Изучение неоднородности имеет важное значение при выборе системы разработки. По опыту разработки многих нефтяных месторождений установлено большое влияние неоднородностей на весь процесс добычи нефти, на продвижение контурных (или закачиваемых в пласт) вод и т. п. Неоднородности учитывают при подсчете запасов нефти и газа, при установлении норм отбора нефти, при проектировании различных методов воздействия на пласт.

§ 2. Физико-химические и реологические свойства нефти

Опыт разработки месторождений показал, что на извлечение нефти из пластов большое влияние оказывают физико-химические и реологические свойства нефтей, в первую очередь, вязкость. Нефтеизвлечение находится в прямой зависимости от вязкости: чем она выше, тем ниже нефтеотдача. Вязкость существенно зависит от температуры, меньше от давления. Но так как температура пласта практически постоянна, то в процессе разработки изменение вязкости мало заметно.

На процесс разработки влияют структурно-механические, реологические свойства нефтей, которые зависят от содержания парафина, смол и асфальтенов. В зависимости от реологии они в состоянии равновесия обладают некоторой пространственной структурой и способны сопротивляться сдвигающему напряжению, пока оно не превысит напряжение сдвига ($\sigma_{\text{сдв}}$). Если для обычных жидкостей свойство потока (вязкость) является неизменным для всех условий течения при постоянных значениях давления и температур, то вязкость структурированных жидкостей зависит от характеристики сдвига и во многих случаях также от времени. В отличие от обычных (ニュтоноовских) жидкостей они названы неニュтоноовскими (вязко-упругими). Свойства потока неニュтоноовских жидкостей зависят от напряжения сдвига ($\sigma_{\text{сдв}}$ — напряжение на единицу площади в плоскости, параллельной направлению потока), и поэтому при движении с начальным градиентом (ниже напряжения сдвига) возможно образование внутри пласта зон неподвижной нефти — застойных зон и целиков, что сказывается на величине коэффициента извлечения нефти.

В последние годы появились работы, в которых показано, что

отклонения от линейного характера фильтрации, особенно при малых градиентах давления (скоростях), объясняются комплексным воздействием как свойств жидкостей (вязко-упругих), так и размеров и свойств поровых каналов, т. е. логичнее связывать эти отклонения с коэффициентом подвижности (отношение коэффициента проницаемости к вязкости жидкости):

$$\frac{k_{ap}}{\mu} = \frac{k_{np}}{\mu} \left(\frac{dp}{dx} \right). \quad (II.2)$$

§ 3. Молекулярно-поверхностные явления

Открытое пустотное пространство пород-коллекторов обычно представляет собой сложную систему пор и каналов, обладающих большой поверхностью. Суммарная площадь этих поверхностей, отнесенных к объему открытого пустотного пространства, характеризует величину внутренней удельной поверхности среды. Естественно, чем тоньше поры и поровые каналы в породе, тем при прочих равных условиях больше их поверхности, а следовательно, и больше внутренняя удельная поверхность этой породы. Поэтому соотношение значения рассматриваемого параметра пород с величиной ее открытой пористости существенно влияет на коллекторские свойства, так как с увеличением относительной величины внутренней удельной поверхности породы увеличивается степень действий молекулярно-поверхностных явлений на любой границе раздела (порода — нефть, нефть — вода и т. п.), которые играют большую роль как в динамике процесса движения флюидов, так и в равновесном состоянии всей системы в целом.

Поверхностные явления в пластовых системах происходили и в процессе формирования залежей. Степень гидрофобизации поверхности поровых каналов нефтью, газонефтяные и водонефтяные контакты, остаточная вода и граничные слои — все они обусловлены поверхностными и молекулярными явлениями.

При решении проблемы увеличения коэффициента извлечения нефти необходимо учитывать процессы, происходящие на поверхностях контактов минералов с пластовыми жидкостями, и свойства тонких слоев жидкости, соприкасающихся с породой.

Поверхностные явления, происходящие на контактах между твердыми и жидкими телами (смачиваемость) определяются в основном молекулярными свойствами поверхности твердого тела и соприкасающихся фаз. Явление смачиваемости происходит вдоль параметра смачивания на границе раздела трех соприкасающихся фаз (порода, нефть, вода, газ). Поверхность раздела двух жидкостей или жидкости и газа образует с твердой поверхностью определенный краевой угол Θ , зависящий от молекулярных свойств трех фаз. В горных породах различают избирательное смачивание, т. е. смачивание на границе твердого тела и двух жидкостей (обычно углеводородная жидкость, вода) и смачивание на границе твердого тела, жидкости, газа.

Краевой угол избирательного смачивания Θ может изменяться от 0 до 180° . В зависимости от величины Θ твердые минералы подразделяются на два класса.

I. Гидрофильные, или олеофобные, характеризующиеся лучшим смачиванием водой на границе с углеводородной жидкостью.

II. Гидрофобные, или олеофильные, отличающиеся лучшим смачиванием углеводородной жидкостью на границе с водой.

Пленки нефти в природных условиях при контакте с минералами горных пород имеют сложное строение. Эти слои отличаются от остальной жидкости структурой и механическими свойствами. Образуются гелеобразные структурированные адсорбционные слои с высокой структурной вязкостью, а при высоких степенях насыщения адсорбционного слоя — с упругостью и механической прочностью.

Работы последних лет показали, что в пластовых условиях на контакте порода — нефть могут происходить и более сложные процессы. Высокие температура (до 200 °C), давление (5—7 МПа) и продолжительное время (геологическое) могут в зависимости от катализаторов (кварц, кальцит и др.) приводить к образованию на контакте порода — нефть твердых слоев углеводородов. Наличие таких слоев карбено-карбонидных пленок снижает коллекторские свойства пород, а при большой удельной поверхности увеличивает адсорбционные свойства пород за счет состава пленки (углеводород, водород), что необходимо учитывать при выборе вытесняющего агента (естественные и синтезированные поверхностно-активные вещества).

Исходя из рассмотренных факторов, вызывающих неполную отдачу пластом нефти, можно констатировать, что нефть в пласте остается в следующем виде: в линзах, в малопроницаемых участках (капиллярно-удержанная нефть), в пленочном состоянии (границы слои на твердой фазе). Поэтому увеличение коэффициента извлечения нефти может быть достигнуто путем целенаправленного воздействия на каждый из этих факторов в отдельности или в комплексе и подбора в зависимости от геолого-физических условий оптимальных методов ее увеличения.

Глава 3.

СПОСОБЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Разработкой нефтяной (газовой) залежи называют весь комплекс работ, осуществляемых для управления процессом движения жидкостей и газа по пласту к забоям добывающих скважин (размещение скважин, установление их числа, порядка ввода в эксплуатацию, режима их работы и баланса пластовой энергии).

Системой разработки залежи нефти (или газа) называют разбуривание залежи эксплуатационными скважинами по определенной схеме и принятому плану с учетом мероприятий по воздействию на пласт.

Разработку месторождения в целом осуществляют по предварительно составленному проекту, в котором должны быть отражены:

- 1) очередность разбуривания отдельных горизонтов месторождения;
- 2) выбор и обоснование системы разработки отдельного горизонта — размещение скважин (форма сетки расположения скважин и

расстояния между ними), порядок и темп их бурения, мероприятия по воздействию на пласт;

3) способ эксплуатации и режим работы скважин;

4) организация хозяйственно-технической базы и экономические подсчеты.

Систему разработки называют рациональной, если она при наиболее полном использовании пластовой энергии и проведении мероприятий по воздействию на пласт обеспечивает максимальное извлечение нефти и (или) газа, выполнение плана по их добыче в кратчайший срок и при минимальных затратах.

Следует иметь в виду, что единой рациональной системы разработки вне конкретных условий не существует. В нашей стране выбираемая для данного нефтяного месторождения система разработки должна отвечать принципам социалистического хозяйствования и конкретным технико-экономическим требованиям, предъявляемым к бурению и эксплуатации скважин. В связи с этим запроектированная система разработки должна предусматривать:

1) выполнение народнохозяйственного плана добычи нефти;

2) полный учет всех естественных, производственных и экономических особенностей месторождения и каждого нефтеносного пласта;

3) наиболее рациональное и эффективное использование естественной пластовой энергии в сочетании с проведением мероприятий по воздействию на пласт;

4) обеспеченность разведенными, подготовленными фондами;

5) не только полную выработку данного горизонта, но и возможность в дальнейшем успешной разработки месторождения в целом.

§ 1. Система разработки

При разработке многопластовых месторождений ранее применяли системы: сверху вниз, снизу вверх, комбинированную и др. В настоящее время их разработка осуществляется путем предварительного выделения эксплуатационных объектов с последующим составлением проектов разработки для каждого месторождения отдельно в зависимости от особенностей распределения в нем залежей газа и нефти и числа эксплуатационных объектов.

При разработке месторождения по системе снизу вверх в первую очередь в эксплуатацию вводят нижний — базисный горизонт, а выше лежащие — возвратные — продуктивные горизонты вводят в эксплуатацию последовательно после полного разбуривания нижележащего горизонта. Для применения системы разработки снизу вверх требуется предварительное проведение разведочных работ, обеспечивающих изучение всей нефтеносной толщи месторождения.

Сущность комбинированной системы разработки заключается в том, что каждый этаж разбуривают самостоятельной серией скважин, внутри каждого этажа пластиы обязательно разрабатывают по системе снизу вверх, а порядок разбуривания самих этажей принимают любым: сверху вниз, снизу вверх или одновременно сверху вниз и снизу вверх.

Для более успешной разработки многопластовых месторождений применяется метод бурения многорядных скважин — со спуском в один ствол двух и трех колонн для одновременной эксплуатации нескольких нефтеносных горизонтов, залегающих на разных глубинах. При этой системе разработки всю нефтеносную толщу разбивают на этажи так, чтобы в каждом из них кроме опорного горизонта было не более трех возвратных горизонтов. Скважину бурят с расчетом вскрытия двух или трех эксплуатационных объектов в зависимости от проектирования двух- и трехрядных скважин.

Широкая возможность применения одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) основывается на современной технологии воздействия на пластины, позволяющей вести раздельную эксплуатацию нескольких пластов одной скважиной.

Выделение укрупненных объектов разработки в условиях применения завоевания дает возможность осваивать месторождения в сокращенные сроки с минимальным числом скважин при обеспечении высоких дебитов скважин и соответственно высоких темпов разработки объектов. В результате достигается большой экономический эффект.

Перед внедрением метода ОРЭ на многопластовом объекте разработки необходимо обеспечить некоторый период совместной работы пластов. В этот период в нагнетательных и добывающих скважинах должен быть выполнен широкий комплекс геологического-промышленных исследований для получения данных о характеристиках и работе каждого из пластов в условиях их совмещения — об их продуктивности, дебите, приемистости, пластовом давлении и т. п.

§ 2. Элементы системы разработки

Сетки расположения скважин по форме бывают равномерные и неравномерные. Равномерная сетка может быть треугольной (или в то же время шестиугольной) и квадратной. На нефтяных месторождениях Советского Союза при использовании равномерной сетки применяют треугольную.

Примерные схемы батарейного размещения скважин для нефтяных залежей различных типов показаны на рис. 55. В настоящее время эти схемы применяют для пластов не только с водонапорным режимом, но и с режимом газовой шапки.

При выборе расстояний между скважинами следует руководствоваться главным образом геологическими данными о строении продуктивного пласта, его коллекторских свойствах, фациальной изменчивости, режимах работы пласта, а не только гидродинамическими и экономическими показателями, основанными на формальном рассмотрении наивыгоднейшего числа спроектированных скважин без учета зависимости нефтеизвлечения от плотности сетки скважин.

При батарейном расположении скважин на месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции применяли разные расстояния, например, 500—600 м между рядами батарей и 400—500 м между скважинами в батарее. В настоящее время эти расстояния значительно сократились.

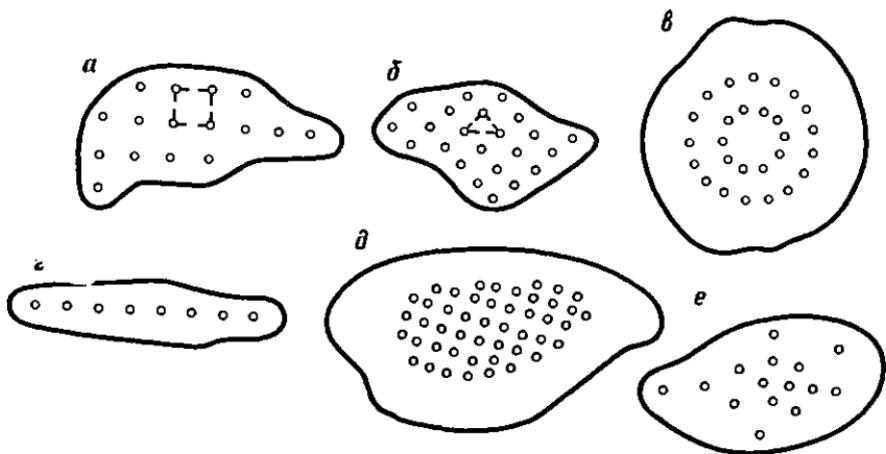


Рис. 55. Схемы размещения скважин.

Равномерная сетка: а — квадратная, б — треугольная; размещение скважин: в — в виде кольцевых батарей; г — в виде цепочки; д — в центральной (сводовой) части залежи, е — по неравномерной сетке

Для газовых месторождений расстояния между скважинами значительно большие, чем для нефтяных.

Темп выработки пласта определяют в процентах годовой добычи от балансовых запасов.

Установление соответствующих темпов отбора нефти и оптимальных сроков разработки залежи — одна из важнейших задач проектирования и осуществления разработки.

Наилучшим показателем интенсивности разработки является скорость стягивания контура нефтеносности. Этот показатель учитывает влияние геологического строения нефтяного пласта, его энергетических свойств и искусственных мероприятий по воздействию на пласт.

Скорость вытеснения нефти влияет на нефтеизвлечение пласта и может в некоторой степени свидетельствовать о рациональности применяемой системы разработки. При низких скоростях стягивания контуров нефтеносности градиенты давлений, создаваемые в пласте, не обеспечивают эффективного вытеснения нефти из пор, особенно малого размера, в которых нефть удерживается капиллярными силами. При весьма высоких скоростях могут образоваться языки обводнения, что приводит к неравномерному и неполному вытеснению нефти из пласта. В обоих случаях значительно снижается коэффициент извлечения нефти.

Следовательно, при установлении оптимальных темпов отбора нефти следует учитывать не только мероприятия по воздействию на пласт, но и геологические факторы: форму залежи нефти, структуру порового пространства, литологическую однородность пород, свойства пластовых жидкостей (особенно соотношения вязкостей нефти и воды, гидрофильтрность и гидрофобность породы и т. п.).

Для небольших и средних по размеру залежей с геологической

точки зрения безразличен порядок разбуривания — от центра к периферии или от периферии к центру.

Для крупных залежей (с большими промышленными запасами нефти и площадями нефтегенности), на которых проектируется более трех батарей скважин, система разработки от периферии к центру имеет ряд преимуществ перед системой разработки от центра к периферии. Суммарные дебиты скважин центральных батарей и средние дебиты скважин при разработке от центра к периферии соответственно значительно меньше суммарных дебитов того же числа скважин внешних батарей и средних дебитов при разработке залежи от периферии к центру. Для увеличения суммарного дебита скважин центральных батарей при системе разработки от центра к периферии приходится бурить новые батареи скважин, которые сильно экранируют ранее пробуренные центральные скважины, что значительно снижает эффективность разработки. Всякого рода задержки в проведении законтурного заводнения особенно отражаются на системе разработки от центра к периферии, и пробуренная сначала сравнительно тесная группа центральных скважин оказывается в более сложном положении, чем периферийные скважины внешней батареи.

Совершенно очевидно, что в зависимости от особенностей геологического строения пласта могут быть внесены значительные корректировки в приведенные выше положения, основанные на гидродинамических расчетах. Например, при малой мощности и плохих коллекторских свойствах пласта в периферийной части может оказаться более выгодной разработка от центра к периферии; при лучших коллекторских свойствах в периферийной части может быть более экономичной система разработки от периферии к центру.

Таким образом, выбор соответствующего варианта разработки должен основываться на геологических особенностях строения пласта и сопровождаться гидродинамическими и экономическими расчетами.

§ 3. Выделение эксплуатационных объектов

Залежи нефти приурочены к отдельным пластам, характеризующимся индивидуальными геолого-физическими свойствами коллекторов и насыщающих их флюидов и разделенным толщами или пластами непроницаемых пород различной мощности. С учетом технико-экономических показателей практикуется объединение продуктивных пластов в эксплуатационные объекты.

Эксплуатационным объектом называется пласт или группа пластов, приуроченных для совместной одновременной разработки одной серией добывающих скважин при обеспечении возможностей регулирования разработки каждого из пластов отдельно. Каждый пласт, по которому производится контроль и регулирование разработки, называется объектом разработки. Эксплуатационный объект, в который объединяется не сколько пластов одной залежи или несколько залежей различных продуктивных пластов, называется многопластовым эксплуатационным объектом.

Задача выделения эксплуатационных объектов относится к классу оптимизационных, поскольку ее решение приходится выбирать из некоторой группы возможных решений. С одной стороны, объединение нескольких пластов в эксплуатационный объект приводит к существенному сокращению сроков ввода месторождений в разработку и капиталовложений в строительство промысла. С другой стороны, как показывает практика, при этом возникают трудности с сохранением требуемых текущих уровней добычи нефти, достижением высоких конечных коэффициентов извлечения нефти и регулированием процесса разработки многопластового объекта. Задача усложняется еще и тем, что ее необходимо решить в период проектирования разработки месторождения, когда имеется лишь ограниченная информация, полученная на этапе разведочных работ. В этом случае надо иметь сумму показателей, которые бы позволили найти оптимальный вариант соединения нескольких пластов в один объект.

При выделении эксплуатационных объектов следует обращать внимание на пять групп факторов: геолого-промышленные, гидродинамические, технические, технологические, экономические. Односторонний учет только одной из них не позволяет объективно подходить к решению задачи.

К группе геолого-промышленных относятся следующие факторы: 1) расчленение разреза месторождения, выделение продуктивных пластов; 2) литологическая характеристика продуктивных пластов; 3) общая, эффективная и нефтенасыщенная мощности пластов; 4) коллекторские свойства пластов по керну и материалам промышленной геофизики; 5) результаты опробования, оценка фильтрационных параметров продуктивных пластов гидродинамическими методами, установление «работающих» мощностей на различных режимах (по данным дебитометров и расходомеров); 6) физико-химические свойства нефти, газа и воды; 7) мощность промежуточных толщ между продуктивными пластами, мощность покрышек; 8) положение ВНК и соотношение площадей в пределах внешних контуров нефтеносности; 9) запасы нефти и газа в продуктивных пластах и их соотношение по разрезу месторождения; 10) установление первоначальных пластовых давлений в залежах и их соотношение по разрезу месторождения; 11) гидрогеологическая характеристика и режим залежей. Эти факторы учитывают лишь качественно.

При установлении возможности совмещения в один объект эксплуатации нескольких продуктивных пластов, кроме учета и характеристики отмеченных геолого-промышленных факторов необходимо определить их количественные соотношения по смежным продуктивным пластам.

При выделении эксплуатационных объектов необходимо учесть следующие гидродинамические факторы: 1) годовую добычу нефти по залежи каждого пласта; 2) динамику добычи нефти по каждому пласту до конца разработки; 3) продуктивность и затем годовую добычу объединяемых в эксплуатационный объект продуктивных пластов; 4) динамику добычи нефти, воды в целом по месторождению; 5) динамику обводнения скважин, залежей и эксплуатационных объектов; 6) продолжительность отдельных стадий разработки месторождения; 7) оптимальные отборы нефти по месторождению с учетом их по залежи.

каждого пласта, по объекту эксплуатации. Совершенствование методики гидродинамических расчетов при объединении нескольких пластов в эксплуатационный объект позволит более объективно установить наиболее оптимальный вариант подобного совмещения.

К группе технических факторов следует отнести: 1) способ и технические возможности эксплуатации; 2) возможность одновременно-раздельной эксплуатации.

Технологические факторы — выбор сетки эксплуатационных скважин каждого объекта эксплуатации; выбор метода воздействия на пласт; контроль и регулирование разработки эксплуатационных объектов.

Экономические факторы — природно-климатические условия того или иного многопластового месторождения; технико-экономические (с учетом природно-климатических условий) нормативы на бурение скважин и обустройство месторождения; результаты гидродинамических расчетов.

Порядок экономических расчетов следующий:

1) определение технико-экономических показателей разработки по каждому варианту выделения эксплуатационных объектов и всего месторождения в целом, состоящих из капитальных затрат на бурение добывающих, нагнетательных и водозаборных скважин, капитальных вложений в промысловое обустройство, а также затрат на ОРЭ;

2) расчет себестоимости нефти, удельных капитальных вложений, приведенных затрат, прибыли за основной период разработки и за 10 лет эксплуатации с учетом энергетических затрат, амортизации скважин, амортизации прочих основных средств, расходов по подземному ремонту скважин, ремонту наземного оборудования, поддержанию пластового давления, подготовке нефти, сбору, транспорту и хранению нефти, по обслуживанию производства и управления, а также с учетом зарплаты и отчислений на покрытие затрат по проведению геологоразведочных работ;

3) сопоставление всех рассчитанных вариантов с учетом удельных капитальных вложений, себестоимости, приведенных затрат за первые 10 лет и за весь срок разработки месторождения;

4) выдача рекомендаций по выбору оптимальных вариантов выделения эксплуатационных объектов в разрезе данного месторождения с учетом минимальных удельных капитальных затрат, минимальной себестоимости при максимальном уровне добычи нефти по месторождению.

В заключение необходимо подчеркнуть, что задача выделения эксплуатационных объектов на многопластовых нефтяных месторождениях решается на основе сравнительного качественного анализа разнотипных факторов.

В настоящее время создана методика, учитывающая количественные критерии, опираясь на которые при решении вопроса о выделении эксплуатационных объектов можно выбирать наиболее информативные факторы для конкретных условий того или иного месторождения.

При применении технологии разработки с различными методами воздействия на пласт практикуется объединение пластов с разными природными гидродинамическими режимами, часто включают пласти,

различные по проницаемости пород и характеру неоднородности. Имеются примеры совмещения пластов с различными типами коллекторов: терригенных с карбонатными, пористо-трещиноватых с пористыми или трещиноватыми, что, однако, не всегда дает положительный эффект.

При выделении эксплуатационных объектов разработки с применением заводнения необходимо учитывать неоднородность пластов (расщепленность) и вязкость нефти. Скважины размещают таким образом, чтобы получить возможно более высокую степень охвата заводнением выделенного объекта.

Аналогичные требования предъявляются в общем и к газовым месторождениям при объединении пластов в эксплуатационный объект. Во избежание перетоков газа из пластов с более высоким давлением в пласт с меньшим давлением при их совместной эксплуатации рабочее забойное давление выбирают из того расчета, чтобы оно было ниже пластового давления самого низконапорного пласта на величину рабочей депрессии для этого пласта.

Высокодебитные пласти с крупными запасами нефти (газа) лучше эксплуатировать отдельно от мелких, так как совместная эксплуатация ухудшает регулирование и наблюдение за их разработкой.

§ 4. Разработка нефтяных месторождений

По признаку последовательного ввода эксплуатационных горизонтов в разработку выделяются следующие системы разработки (рис. 56).

Система сверху—вниз. Разведку и разработку эксплуатационных горизонтов начинают с самого верхнего, затем после разведки или выработки его переходят на нижележащий. Эта система неэффективна, так как задерживает темпы разведки и разработки месторождений, и в настоящее время от нее отказались.

Система снизу—вверх. В первую очередь включается в разработку самый нижний продуктивный горизонт (опорный). Эта система позволяет изучать сразу всю толщу пород; уменьшается процесс неудачных скважин, так как попавшую за контур скважину можно переводить на вышележащий горизонт; возрастают темпы освоения месторождения.

Системы разработки также различаются по способу расположения скважин (сетке скважин). Под сеткой скважин понимается взаимное расположение добывающих и нагнетательных скважин с указанием

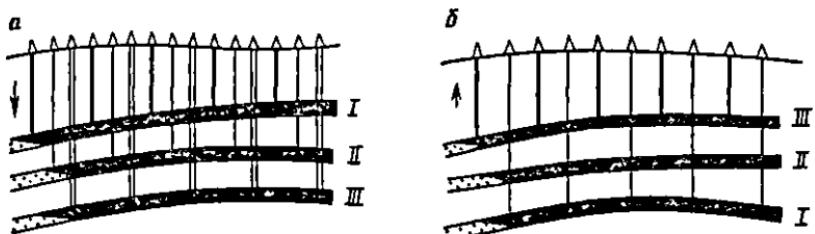


Рис. 56. Схемы разработки нефтяных месторождений:
а — по системе сверху вниз; б — по системе снизу вверх

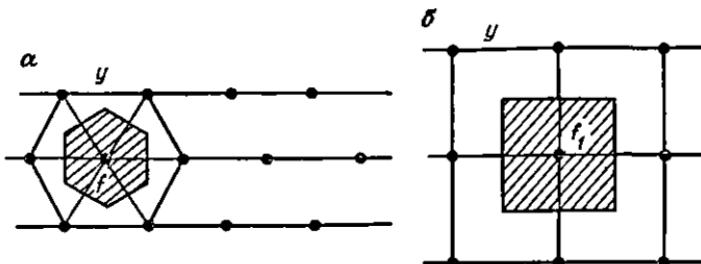


Рис. 57. Схемы равномерной сетки расположения скважин:
а — треугольная, б — квадратная

расстояний между ними, которые зависят от характера естественных пластовых сил, коллекторских свойств пласта, неоднородности, свойств нефти и методов воздействия на пласт.

Месторождения нефти на естественных режимах разрабатываются по геометрической сетке, или рядами вдоль напорного контура. При этом площадь залежи равномерно покрыта эксплуатационными скважинами. Применяют две правильные геометрические сетки — треугольную и квадратную (рис. 57). При треугольной сетке скважины смежных рядов смещены по отношению друг к другу на половину расстояния, принятого по сетке, что обеспечивает более равномерный дренаж нефтеносной площади.

Геометрическую сетку применяют для неоднородных пластов, при режимах растворенного газа, для водоплавающих залежей и при разработке водонефтяных зон.

Важную роль в разработке месторождений играют расстояния между скважинами, так как от них зависит величина отбора нефти из пласта, а также число скважин и, следовательно, капитальные вложения на разработку.

При выборе сетки скважин руководствуются гидродинамическими и экономическими расчетами на основании данных о геолого-физических свойствах пласта, физико-химических свойствах флюидов, режиме пласта и его естественной энергии. Чрезмерно большие расстояния между скважинами, принятые без учета строения залежи и свойств флюидов, приводят к снижению коэффициента извлечения нефти, а чрезмерно густая сетка — к неоправданным капитальным вложениям.

Плотность сетки выражается в гектарах на одну скважину. Так, при геометрической сетке с расстоянием между скважинами 400 м плотность будет равна 16 га, при расположении скважин рядами с расстоянием между ними 600 м, а между скважинами в рядах 400 м плотность будет равна 24 га.

Темп и порядок разбуривания нефтяного месторождения выбирают в зависимости от режима залежи, его площади, запасов и технико-экономических показателей разработки.

По темпу разбуривания выделяются сплошная и замедленная системы. При сплошной системе залежь разбуривается в короткие сроки, при замедленной — в более длинные.

По порядку разбуривания различают сгущающиеся и ползущие системы.

При сгущающейся системе первоначально залежь разбуривается по редкой равномерной по всей площади сетке скважины. Затем первоначальная сетка уплотняется с учетом технико-экономических показателей разработки. Эту систему применяют при значительной неоднородности пластов.

При ползущей системе бурить начинают с какой-либо части залежи при принятой плотности сетки, затем бурят последующие ряды скважин в направлении от разбуренной части к неразбуренной.

Залежи нефти с активным водонапорным режимом следует разбуривать с первого ряда скважин вдоль внешнего контура нефтеносности, затем бурить следующие ряды вверх по восстанию пласта. При газонапорном режиме в первую очередь бурят скважины первого ряда от контура газоносности, затем следующие ряды вниз по падению пласта.

§ 5. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений

Газ отличается от нефти своими физико-химическими свойствами (небольшой вязкостью, высокой упругостью и большой подвижностью). В связи с этим разработка газовых и газоконденсатных месторождений имеет свои особенности, которые определяются режимом залежи.

В разработке месторождений газа выделяют периоды: нарастающей, постоянной и падающей добычи (рис. 58). Эти периоды характерны для средних, крупных и уникальных по запасам газа месторождений. Мелкие месторождения можно сразу начинать разрабатывать с постоянной добычей.

В период нарастающей добычи газа проводят разбуривание месторождения, обустройство промысла и вывод месторождения на постоянную производительность. В период постоянной добычи отбирают основные запасы газа. Этот период продолжается до отбора из месторождения около 60 % и более запасов газа. Для периода падающей добычи газа характерно практически неизменное (или уменьшающееся в связи с обводнением) число эксплуатационных скважин. Этот период продолжается до достижения минимально рентабельного отбора из месторождения.

Для газоконденсатного месторождения, если оно разрабатывается без применения методов поддержания пластового давления (разработка на истощение), также характерны отмеченные периоды. При разработке газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки сухого газа в пласт выделяют период консервации запасов, т. е. газ отбирают из месторождения с целью добычи конденсата, газ как товарный продукт потребителю не подается.

Размещение скважин на площади газового или газоконденсатного месторождения имеет свои особенности (в отличие от нефтяных) и оказывает существенное влияние на технико-экономические показатели.

В теории и практике разработки месторождений природных газов широко распространены следующие системы размещения скважин:

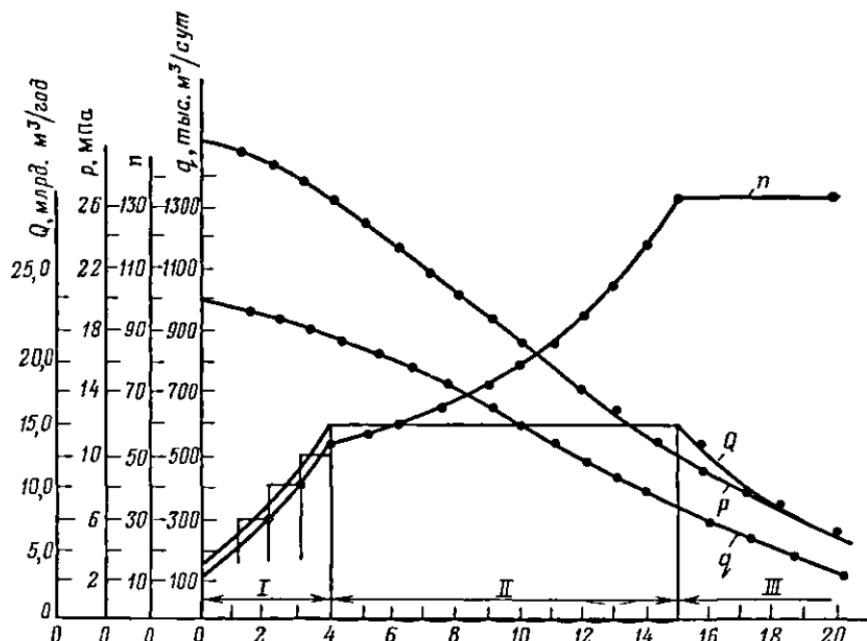


Рис. 58. Периоды разработки месторождений газа:

I, II, III — соответственно нарастающей, постоянной и падающей добычи. Q — суточная добыча; q — средний дебит скважин; p — давление; n — число скважин

- 1) по квадратной или треугольной сетке (см. рис. 57);
- 2) в виде кольцевых батарей или цепочек скважин (см. рис. 55);
- 3) в центральной (сводовой) части залежи (см. рис. 55);
- 4) неравномерное на площади газоносности (см. рис. 55).

С точки зрения теории проектирования и разработки газовых месторождений под равномерной сеткой понимается такое размещение скважин на площади газоносности, когда в процессе разработки не образуется общей депрессионной «воронки».

При разведке газовых и газоконденсатных месторождений для изучения их геологического строения бурят определенное число разведочных скважин, зависящее от степени неоднородности продуктивных отложений по коллекторским свойствам, тектонического строения месторождения, его конфигурации и других факторов. С вводом месторождения в разработку большинство разведочных скважин переводится в эксплуатационные. Следовательно, размещение разведочных скважин может оказывать значительное влияние на систему расположения эксплуатационных скважин. Поэтому на практике наиболее распространена система неравномерного размещения скважин на площади газоносности. В общем случае схемы равномерного размещения искажаются системой разведочных скважин.

Равномерное размещение скважин рекомендуется при разработке газовых (газоконденсатных) месторождений в условиях газового режима

и значительной однородности продуктивного пласта по коллекторским свойствам. Дебиты газовых скважин при прочих равных условиях определяются величиной пластового давления. Поэтому при равномерном размещении скважин они больше и, следовательно, необходимое для разработки месторождения число скважин оказывается минимальным. При равномерной сетке скважин давления на устьях скважин близки по величине и падают медленнее. Следовательно, при равномерном размещении скважин месторождение может дольше разрабатываться без дожимной компрессорной станции (ДКС). При этом увеличиваются продолжительность и эффективность работы установок низкотемпературной сепарации газа. Вместе с тем при равномерном размещении скважин растет протяженность газосборных сетей и промысловых коммуникаций.

Система размещения скважин цепочкой применяется для сильно вытянутых в плане структур. В отдельных случаях система сбора газа может определять выбор размещения скважин в виде батареи (батарей).

При проектировании уникального газового месторождения Медвежье (Тюменская область) рассматривался вариант разработки системами батарей скважин, расположенных по длинной оси месторождения. Этот вариант был предложен в связи с особенностями температурного режима системы пласта — скважины—газосборные сети, т. е. стремлением к безгидратной эксплуатации месторождения. Устья скважин образуют батарею небольшого радиуса. Тогда шлейфы имеют минимальную длину и для них характерны малые изменения температуры при подаче газа к групповым пунктам сбора и обработки газа.

Основными доводами в пользу такой системы являются следующие. Предполагается, что при размещении скважин в центральной части месторождения (в «сухом поле») может быть продлен период безводной эксплуатации скважин. Часто коллекторские свойства пласта ухудшаются к периферии месторождения. Поэтому размещение скважин в более продуктивной части обеспечивает вначале большие дебиты. Однако конечное необходимое число скважин для разработки месторождения, время ввода в эксплуатацию и потребная мощность ДКС зависят от глубины сформировавшейся общей депрессионной воронки. Следовательно, существует оптимальная зона разбуривания, обеспечивающая наилучшие технико-экономические показатели разработки месторождения и обустройства промысла.

Если на вновь открытом месторождении ожидается газовый режим, то, как правило, нельзя заранее предугадать, какая из возможных систем размещения скважин будет эффективнее. Лишь гидродинамические и технико-экономические расчеты могут выявить оптимальную систему разработки газового месторождения.

Все сказанное выше относится и к газоконденсатным месторождениям при разработке их на истощение. Отметим только, что варианты размещения скважин, приводящие к образованию глубокой общей депрессионной воронки, в отношении конденсатоотдачи менее эффективны.

На газоконденсатном месторождении, разрабатываемом с поддержанием пластового давления путем обратной закачки сухого газа

в пласт (сайклинг-процесс), цепочки или батареи эксплуатационных скважин следует располагать на возможно больших расстояниях друг от друга для достижения наибольшего коэффициента охвата процессом вытеснения по площади.

При поддержании пластового давления путем закачки воды в пласт можно рассматривать различные варианты размещения нагнетательных скважин, так же как при разработке нефтяных месторождений. Возможно поддержание пластового давления путем контурного и различных разновидностей внутриструйного заводнения.

§ 6. Стадийность проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений

В СССР нефтяные месторождения разрабатываются согласно генеральным схемам и проектам разработки.

Опыт разведки и разработки нефтяных месторождений показал, что из-за отсутствия достаточных данных, характеризующих параметры пласта и геологическое строение средних и крупных нефтяных залежей, приходится проектировать разработку крупных залежей в две и даже три стадии. Вначале составляется генеральная технологическая схема разработки, а затем — проект разработки.

Технологическую схему разработки составляют на базе геологического обоснования первоначального подсчета запасов нефти, утвержденных ГКЗ СССР. В технологической схеме освещаются порядок ввода в разработку отдельных пластов и отдельных полей очень крупных залежей, плотность сетки скважин и методы воздействия на залежь. Устанавливаются следующие основные показатели разработки: 1) наиболее выгодный уровень добычи нефти; 2) темпы роста и время достижения наивысшего уровня добычи нефти; 3) длительность второй стадии разработки, характеризующейся более или менее стабильной добычей; 4) начало и конец третьей стадии разработки, в течение которой резко снижается добыча нефти и интенсивно растет обводненность продукции скважин; 5) продолжительность четвертой, завершающей стадии разработки; 6) накопленная добыча нефти в течение каждой стадии разработки; 7) динамика роста добычи воды; 8) темпы закачки воды на каждой стадии разработки; 9) темпы разбуривания на каждой стадии; 10) ожидаемое изменение эксплуатационного фонда скважин; 11) необходимое количество разведочных скважин для обеспечения эксплуатационного бурения разведенным фондом; 12) определение капитальных вложений и текущих эксплуатационных расходов на каждой стадии разработки; 13) себестоимость нефти на каждой стадии разработки и в целом за весь период разработки.

Обычно с момента открытия месторождения до утверждения запасов ГКЗ СССР проходит около 4 лет и до ввода их в разработку — 6 лет; 2 года требовалось для составления технологической схемы разработки. В последние годы ведение подсчета запасов и составление проектов с использованием ЭВМ значительно сократили эти сроки.

Проект разработки составляется по истечении последующих

3—5 лет эксплуатации на основании данных большого количества скважин и пересчета запасов нефти.

Опыт показал, что по истечении 15—20 лет разработки крупного месторождения на пороге вступления его в завершающую стадию разработки приходится составлять проект его доразработки. Необходимость составления проекта доразработки вызывается уточнением геологического строения залежей и коэффициента извлечения, уточнением параметров пласта, улучшением методов эксплуатации и эволюцией методов разработки нефтяных месторождений.

Процесс разработки газового месторождения подразделяется на два периода: опытно-промышленной эксплуатации и промышленной разработки месторождения.

Опытно-промышленная эксплуатация назначается с целью: введения месторождения в разработку до полного окончания его разведки для подачи газа потребителю; осуществления доразведки месторождения; определения запасов газа по результатам опытно-промышленной эксплуатации; подготовки исходных данных для проектирования промышленной разработки.

При проектировании разработки газовых месторождений соответственно составляют проект опытно-промышленной эксплуатации и проект разработки.

Проектом опытно-промышленной эксплуатации предусматривается проведение комплекса геолого-геофизических, газогидродинамических и других исследований скважин. Уточняются тектоническое строение и конфигурация месторождения, газоводяной контакт, коллекторские свойства газоносного и водоносного пластов, начальные запасы газа по месторождению и отдельным пластам. Длительность опытно-промышленной эксплуатации предусматривается 2—3 года, затем переходят к промышленной разработке.

На каждом этапе разработки представление о месторождении все более уточняется. Естественно, что в проекте разработки нельзя предусмотреть изменения всей последующей информации о пласте. Поэтому проектирование разработки месторождения можно рассматривать как непрерывный во времени процесс обобщения, уточнения представлений о месторождении и корректирования показателей разработки на тот или иной период.

§ 7. Шахтный способ добычи нефти

Шахтный способ добычи нефти применяют для залежей с очень вязкой нефтью или совершенно дегазированных и не имеющих напорной воды, при разработке которых даже при очень плотной сетке скважин (с расстояниями 75 м) коэффициент извлечения нефти составляет 1—2 % от геологических запасов.

Шахтный способ используют также для добычи легкой высококачественной масляной нефти, эксплуатация которой скважинами достигла экономически выгодного предела, но залежь еще обладает высокой остаточной нефтесыщенностью.

При рассматриваемом способе пласт вскрывают двумя шахтами — эксплуатационной и выше по восстанию вентиляционной. Поле между шахтами разрезается горизонтальными и наклонными штреками на квадраты. Штреки проводятся по породам, подстилающим пласт. В первых вариантах шахтной добычи нефти пласт вскрывали густо расположенным веерообразно расходящимися рудничными скважинами, пробуренными из полевых штреков. Нефть из скважин вытекала в горные выработки и по канавам стекала в зуммер шахты, из которого насосами подавалась на поверхность.

В настоящее время в СССР применяют дренирование нефтяного пласта из специальных камер, расположенных в подошве пласта, на расстоянии 600—700 м друг от друга. Из камер бурят пологопадающие или восстающие рудничные скважины длиной 300—350 м. Устья скважин в камерах расположены вплотную. Расстояния между забоями скважин на периферии достигают 2,5—3 м. В последнее время используют паротепловое воздействие на пласт путем подачи пара через скважину. Это увеличивает коэффициент извлечения нефти с 20 до 60 % и темп добычи.

Нефть при этой системе из скважин стекает в камеры, из камер подается в специальные полевые откаточные штреки с канавками глубиной до 40 см, по которым течет вода. Вода увлекает нефть на нефтесборный пункт, где она отделяется от воды, доводится до кондиции и по трубам подается на поверхность.

Такая система значительно сокращает объем горных работ, увеличивает производительность и эффективность шахтного способа разработки.

Положительные стороны шахтного способа разработки нефти: 1) максимальное использование гравитационных сил самой нефти, подземные скважины эксплуатируются самотеком; 2) получение максимально возможного коэффициента извлечения нефти путем эффективного паротеплового воздействия на пласт; 3) работа в шахте не зависит от климата и непогоды, это важно для районов Крайнего Севера и Заполярья; 4) минимальная проходка по пустым породам, уплотнение скважин — предельные расстояния между забоями скважин 10—15 м; 5) ограниченные размеры промысловой площади, промысловых коммуникаций; 6) большая экономия металлических труб и штанг (обсадных, бурильных, насосно-компрессорных); 7) непосредственное наблюдение за строением нефтяного пласта, а также за характером истечения из него нефти.

К недостаткам разработки шахтным способом относятся: 1) более тяжелые и опасные условия труда в нефтяной шахте (особенно в тех, где имеется в газе сероводород); 2) большой расход крепежного материала — древесины; 3) вложение больших первоначальных затрат; 4) высокая себестоимость.

Глава 4

РАЗРАБОТКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ

Степень извлечения запасов нефти из пластов в среднем низкая (30—45 %), особенно на месторождениях, где разработка ведется на естественных режимах без подвода внешних источников энергии, здесь коэффициенты извлечения нефти не превышают 18—20 %.

В связи с непрерывным накоплением в недрах остаточных запасов нефти проблема повышения нефтеизвлечения становится все более острой.

На извлечение нефти оказывает влияние множество факторов, определяющих геологические и технологические условия разработки. Геолого-физические факторы: 1) естественный режим работы залежи; 2) литолого-физическая неоднородность и коллекторские свойства; 3) литология и минеральный состав; 4) условия залегания нефти, воды (газа); 5) свойства пластовой нефти и воды. Технологические факторы: 1) плотность сетки скважин; 2) отбор жидкости; 3) особенности системы воздействия на пласт. Все эти факторы оказывают комплексное влияние на условия извлечения нефти.

При рассмотрении перечисленных факторов принимается, что все они независимы друг от друга.

В результате изучения многочисленных геолого-промышленных материалов установлено, что с уменьшением плотности сетки скважин, т. е. с ее разрежением, текущие коэффициенты извлечения нефти уменьшаются, увеличиваются темпы и неравномерность обводнения, а следовательно ухудшаются условия извлечения нефти. Разрежение сетки скважин как бы усиливает отрицательное влияние литолого-физической неоднородности на извлечение нефти. По сравнению с чисто нефтяными зонами в водонефтяных зонах отрицательное влияние разрежения сетки скважин усиливается.

С увеличением отбора жидкости коэффициент извлечения нефти растет. Но при этом не всегда имеет место пропорциональная зависимость. Основной рост коэффициента извлечения отмечается при отборе первых двух-четырех объемов жидкости. По результатам разработки многих месторождений нефти установлено, что достигнуть величины коэффициента извлечения нефти более 50 % можно лишь при отборе нескольких объемов жидкости из недр. Для повышения нефтеизвлечения применяется форсированный отбор жидкости, т. е. значительное увеличение отбора жидкости, в том числе воды. При этом коэффициент извлечения нефти растет от 2 до 12 %.

Увеличение коэффициента извлечения нефти может быть достигнуто путем целенаправленного воздействия на каждый из рассмотренных факторов в отдельности или в комплексе. Так, снижение вязкости нефти (тепловые методы воздействия) или увеличение вязкости вытесняющего агента (полимерное заводнение) приводят к увеличению коэффициента охвата. Снижение поверхностного натяжения на границе нефть — вытесняющий агент (методы вытеснения нефти поверхностно-

активными веществами и щелочами, мицеллярными растворами и растворителями) приводит к увеличению коэффициента вытеснения.

Технология разработки нефтяных месторождений с использованием методов воздействия на пласт развивается в следующих направлениях.

1. Совершенствование освоенного и широко применяемого метода заводнения. Повышение эффективности заводнения возможно как за счет улучшения технологии процесса (циклическое воздействие на нефтяные пластины, изменение направления потоков жидкости, высокое давление нагнетания), так и за счет улучшения вымывающих и вытесняющих свойств воды вследствие обработки ее различными поверхностно-активными веществами, полимерами, кислотами и т. п.

2. Применение смешивающегося вытеснения, при котором отсутствует граница фаз между вытесняющим и вытесняемым флюидами. Это обычно закачка углеводородных газов, а также CO_2 .

3. Развитие тепловых методов: нагнетание пара, горячей воды, внутрипластового горения и тепловая обработка призабойных зон.

Кроме того, ведутся поиски и разработки принципиально новых методов, возможность эффективного применения которых для увеличения нефтеизвлечений предполагается пока лишь на основании фундаментальных исследований.

§ 1. Заводнение

Заводнение — искусственная форма водонапорного режима вытеснения нефти водой, которую можно применить на любой стадии разработки пласта. Вода, нагнетаемая под давлением в продуктивный пласт, обеспечивает пластовую систему энергией для продвижения нефти к добывающим скважинам.

В США, Канаде, Иране и других странах заводнение применяется в основном в качестве вторичного метода добычи нефти, позволяющего при сочетании с прогрессивной технологией эксплуатации скважин увеличить коэффициент извлечения нефти до 34 %.

В СССР все значительные по запасам месторождения, не обладающие достаточно активным природным водонапорным режимом, разрабатываются с заводнением. Закачка воды в пласт начинается с самой ранней стадии разработки, что позволяет предотвращать значительное падение пластового давления, достигать высоких темпов разработки и сохранять их в течение длительного времени, до отбора половины извлекаемых запасов нефти.

Поскольку нефтяные месторождения разнообразны и по геологической характеристике, и по природным режимам, то и систему разработки следует выбирать с учетом многочисленных геолого-промышленных факторов. Большую роль при этом играют такие факторы, как размеры залежей и водонефтяных зон, глубина залегания пластов, тип коллектора, проницаемость и степень неоднородности пластов, вязкость и газонасыщенность пластовой нефти, начальное пластовое давление, разница в значениях начального пластового давления и давления насыщения. Значительные по размерам залежи, но имеющие небольшую ширину, разрабатывают, как правило, с применением законтурного заводнения.

При больших размерах залежей применяют обычно внутренконтурное заводнение. Залежи с небольшой площадью нефтеносности часто разрабатывают в условиях природного водонапорного или упруго-водонапорного режима.

В зависимости от размеров водонефтяных зон выбирают местонахождение линий разрезания и размещения эксплуатационных скважин. При больших размерах водонефтяных зон наиболее широкие их участки «отрезают» от чисто нефтяной части залежи и в их пределах размещают добывающие скважины. При сравнительно небольших размерах водонефтяных зон вытеснение нефти водой к скважинам происходит в пределах внутреннего контура нефтеносности.

Глубина залегания продуктивных пластов влияет на выбор плотности сетки скважин и активность системы заводнения. При глубоко залегающих пластах увеличивать плотность сетки скважин из экономических соображений неэффективно. Поэтому более разреженные, чем следовало бы при данных геолого-физических условиях, сетки скважин сочетают с более активными системами заводнения, например с разрезанием залежи на узкие полосы.

Выбор вида заводнения и плотности сетки эксплуатационных скважин зависит и от проницаемости, и геологической неоднородности коллекторов, а также от вязкости пластовой нефти. При уменьшении проницаемости, высокой степени неоднородности пластов и повышенных значениях вязкости нефти выбирают наиболее активные виды заводнения, вплоть до избирательного и площадного, а также более плотные сетки скважин.

К числу основных критериев применимости методов заводнения относится вязкостная характеристика нефти: при вязкости нефти до 25—70 мПа·с закачиваемая вода должна обрабатываться загустителями или другими химическими реагентами, снижающими соотношение вязкости воды и нефти; при вязкости более 70 мПа·с применение заводнения нецелесообразно.

При выборе вида заводнения, сетки эксплуатационных скважин и других элементов систем разработки необходимо также учитывать:

режим залежей и степень гидродинамической связи между зоной отбора и контурной областью;

плотность запасов нефти на единицу площади;

наличие тектонических нарушений и геологическое строение залежей; состав и аномальные свойства пластовой нефти;

наличие обширных водогазонефтяных зон и газовых шапок;

аномальное пластовое давление, запас пластового давления между начальным пластовым давлением и давлением насыщения;

сроки службы скважин, гидротехнических и промысловых сооружений; природные, климатические, географические и хозяйствственные факторы.

При составлении проекта заводнения устанавливают: 1) темпы нагнетания воды; 2) местоположение нагнетательных скважин относительно добывающих.

Большинство операций по заводнению проектируют при условии постоянства темпов нагнетания воды в течение основного периода завод-

нения. На поздней стадии заводнения темпы нагнетания воды будут падать, поскольку общая производительность добывающей скважины также будет со временем снижаться.

Проектные уровни темпов нагнетания воды для процесса заводнения определяют по темпам отбора нефти из скважин при допущении, что обводненность извлекаемой продукции равна 70—75 %. Суммарную добычу жидкости из скважин при высокой обводненности можно оценить, анализируя зависимость между коэффициентом суммарной продуктивности и обводненностью. Необходимую информацию можно получить по обводнившимся скважинам той же площади или по обводнившимся скважинам другого, но подобного завоиняемого объекта. Проектные темпы нагнетания воды должны быть выше максимальных темпов отбора жидкости; при этом учитывается возможный уход воды в соседние пласты. Эти потери часто составляют 25 % и более от общего объема нагнетаемой воды, поэтому при составлении проектов завоинения обычно это предусматривают. Общий объем воды, который должен быть закачан к моменту завершения процесса завоинения, колеблется в пределах 1,5—1,75 порового объема.

Местоположение нагнетательных скважин относительно добывающих зависит от системы завоинения (законтурное, внутриконтурное), геологического строения и размеров залежи, темпов закачки воды и средней приемистости скважин.

Законтурное завоинение. Максимальныйхват пласта завоинением достигается при законтурном завоинении, когда вода нагнетается в водяной бассейн. Это обеспечивает более равномерное продвижение воды в нефтяную часть залежи, максимальное приближение химического состава воды на фронте завоинения к составу пластовых вод, а также более высокие темпы нагнетания воды в скважину по сравнению с темпами нагнетания воды в нефтенасыщенную часть пласта (рис. 59, I).

Наиболее успешно этот метод применяется на залежах с мало расчлененными по мощности продуктивными пластами, обладающими сравнительно высокой гидропроводностью, при ширине нефтяных залежей до 6—7 км, а при наиболее благоприятном строении пластов и до 10—12 км. В таких геологических условиях при законтурном завоинении принимают технологические решения, обеспечивающие стабильные, высокие темпы разработки при длительном безводном периоде эксплуатации, и достигают высоких коэффициентов извлечения нефти при сравнительно небольшом водонефтяном факторе.

Нефть из водонефтяных зон вытесняется к забоям добывающих скважин водой, нагнетаемой за контур нефтеносности. В добывающих скважинах перфорируют обычно лишь верхнюю часть нефтенасыщенного пласта. Это обеспечивает длительное фонтанирование скважин безводной нефтью.

По мере перемещения внешнего контура нефтеносности с целью уменьшения фильтрационных потерь производится перенос нагнетания воды на оставшиеся за контуром ранее пробуренные разведочные, контрольные, добывающие и другие скважины. Опыт разработки месторождений с законтурным завоинением позволяет рас-

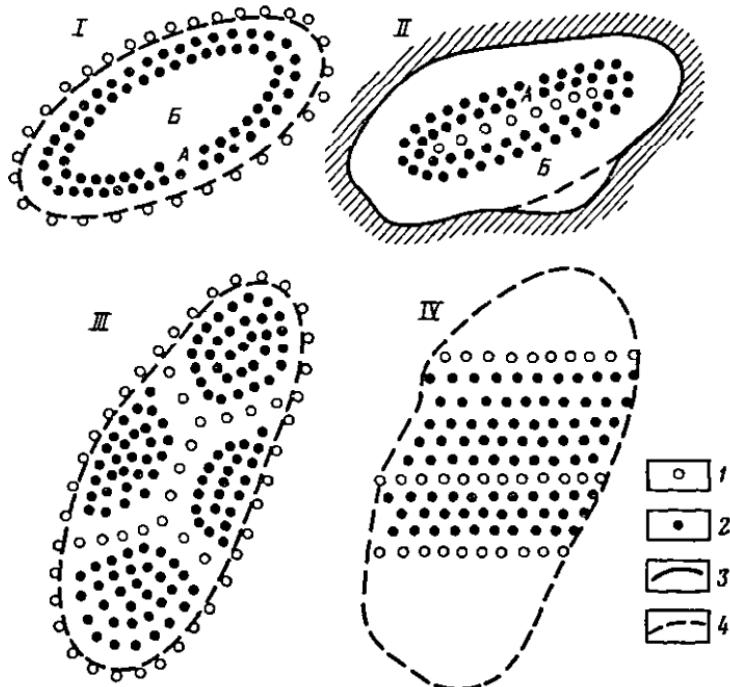


Рис. 59. Системы площадного заводнения нефтяных пластов:

Поэтапная система разработки крупной залежи с применением: I — законтурного заводнения; II — внутреконтурного заводнения вдоль длиной оси; III — пример одновременной разработки крупной залежи с применением законтурного и внутреконтурного заводнения; IV — трех- и пятирядные системы разработки крупных залежей нефти. 1 и 2 — нагнетательная и добывающая скважины; 3 — граница перехода песчаников в глинистые породы; 4 — контур нефтеносности; А — зона первоочередной разработки; Б — законсервированное поле при поэтапной системе разработки

считывать на достижение по ним запланированных коэффициентов извлечения нефти 50—60 %.

Внутреконтурное заводнение. В тех случаях, когда законтурная система заводнения не обеспечивает условий для проектных уровней (большие размеры залежи, низкая проницаемость, слабая связь с законтурной частью и т. п.), необходимо ориентироваться на внутреконтурное заводнение. Оно применяется в нескольких разновидностях: а) центральное, или осевое; б) разрезание залежи рядами нагнетательных скважин на отдельные площади, полосы и блоки; в) очаговое (избирательное); г) площадное.

Центральное заводнение (см. рис. 59, II) применяют, как правило, в сочетании с законтурным или при активном напоре законтурной воды при разработке залежей, размеры которых превышают оптимальные для этого же завоиднения.

Заводнение с разрезанием залежей рядами нагнетательных скважин (см. рис. 59, III) наиболее широко используют на месторождениях с большой площадью нефтеносности. В то же время этот вид завоиднения эффективен и на залежах сравнительно небольших

размеров, геологические условия которых неблагоприятны для законтурного заводнения. Это так называемые запечатанные залежи нефти, залежи с ухудшением коллекторских свойств в приконтурной части, расчлененных по мощности, с высокой неоднородностью. Разрезание позволяет учитывать геологические особенности залежей, а также дополнительные детали строения в процессе бурения.

Выбор оптимальной ширины блоков и создание необходимого перепада давления между линией нагнетания и зоной отбора дает возможность достигать достаточно высоких темпов разработки по залежам с различными геологическими условиями.

Очаговое заводнение в качестве самостоятельного метода заводнения применяют при разработке залежей нефти в резко неоднородных и прерывистых пластах чаще всего на месторождениях пластового типа. Кроме того, этот вид заводнения является вспомогательным в сочетании с законтурным и особенно внутrikонтурным заводнением с целью вовлечения в разработку участков залежей, не охваченных основными системами.

Площадное заводнение (см. рис. 59, IV) с равномерным чередованием добывающих и нагнетательных скважин применяют на ограниченном количестве залежей с весьма низкими коллекторскими свойствами или с повышенной вязкостью нефти.

На протяжении всего периода эксплуатации месторождения любую принятую систему заводнения непрерывно совершенствуют с учетом получения новых данных, изменения нефтенасыщенности пластов. Могут создаваться дополнительные очаги заводнения, дополнительное разрезание, переход от одного метода воздействия к другому или один вид заводнения дополняют другим.

Величина коэффициента извлечения нефти при заводнении зависит от многих факторов: вязкостей нефти и вытесняющего агента; проницаемости и неоднородности пласта; межфазного напряжения на границе раздела нефть — вытесняющий агент и др.

Основное направление улучшения систем заводнения — максимальный учет особенностей геологического строения залежей нефти и повышение охвата пластов заводнением. Опыт заводнения неоднородных нефтяных пластов показывает, что при сравнительно небольших давлениях воду поглощают лишь высокопроницаемые прослои, а в низкопроницаемые пропластки она не поступает, и вытеснения из них нефти не происходит. Увеличение давления нагнетания приводит к «разжатию» низкопроницаемых пород, образованнию трещин в призабойной зоне скважин — это позволяет включать в активную разработку не только участки пласта, представленные низкопроницаемыми коллекторами, но и отдельные плохо проницаемые прослон, т. е. повысить охват пласта заводнением как по площади, так и по разрезу. В данном случае необходим выбор оптимального давления закачки воды.

Допустимое давление нагнетания зависит от степени неоднородности по проницаемости пластов и прослоев, наличия естественной трещиноватости и проявления ее при повышении пластового давления. Увеличение давления нагнетания в резко неоднородных объектах разработки может привести к уменьшению охвата заводнением продук-

тивного разреза, интенсивному продвижению воды по проницаемым пластам и преждевременному обводнению. Высокое пластовое давление, превышающее технологически целесообразное, не позволяет обеспечить необходимую депрессию на низкопроницаемые участки разреза, из которых в результате этого нефть не вырабатывается.

Эффективным способом повышения охвата пласта воздействием является создание в пласте неустановившихся процессов вытеснения нефти путем применения циклического упруго-калиярного способа и способа перемены направления вытеснения нефти.

Продолжительность циклов для реальных условий нефтяных пластов составляет от десятков суток до нескольких месяцев. Изменение направлений нагнетания путем перераспределения между скважинами расходов нагнетаемой воды и отборов нефти также способствует вытеснению нефти из низкопроницаемых участков в высокопроницаемые, хорошо промытые водой.

Таким образом, заводнение является эффективным способом добычи больших объемов нефти, которые в случае осуществления лишь первичной стадии разработки остались бы в пласте неизвлеченными. Этот метод применим не только для однородных пластов; его можно успешно использовать в слоистых отложениях с различными свойствами порового коллектора и насыщающих его жидкостей. Для осуществления завоиднения требуются относительно (по сравнению с другими вторичными методами) небольшие капитальные вложения.

Однако анализ фактических данных показывает, что после осуществления процесса заполнения в пласте остается около 40—50 % начальных запасов нефти вследствие неполного охвата пласта вытеснением, а также неполного вытеснения нефти из охваченного вытеснением объема пласта.

Для увеличения коэффициента извлечения нефти применяют физико-химические методы. Эти методы основаны на создании в пласте оторочек растворов некоторых химических веществ, резко изменяющих величину поверхностных сил на границе раздела нефть—вода и нефть—вода—поверхность породы или же соотношение подвижностей нефти и закачиваемой воды. В качестве химических агентов используют различные виды поверхностно-активных веществ, полимеры, щелочи, мицеллярные растворы, кислоты (серная, соляная, оксидаты и др.), двуокись углерода и т. д. При применении физико-химических методов воздействия необходимо учитывать адсорбцию, десорбцию и потерю активности вводимых в пласт реагентов, обусловленные многими сложными процессами взаимодействия этих реагентов с флюидами, насыщающими пласт, и веществом, образующим скелет породы.

Заводнение с водорастворимыми поверхностно-активными веществами (ПАВ). Увеличение извлечения нефти из пласта при использовании завоиднения с водорастворимыми ПАВ обеспечивается снижением поверхностного натяжения на границе нефти и вытесняющей жидкости, а также благоприятным изменением поверхностных сил на границе нефть — порода (гидрофилизация породы). В качестве водорастворимого ПАВ обычно используют ОП-10.

Установлено, что с увеличением полярности и плотности нефти,

содержания в ней асфальтенов и смол, а также неоднородности пласта эффективность метода возрастает по сравнению с эффективностью при обычном заводнении всего на 2—6 %, что является неполным решением проблемы. Связано это с недостаточной эффективностью ОП-10, которое снижает поверхностное натяжение на границе с нефтью только до 3—8 мН/м. Необходимо применение таких ПАВ, которые могут обеспечить снижение поверхностного натяжения на границе с нефтью до 0,01 мН/м.

Эффективность заводнения с водорастворимыми ПАВ резко снижается с увеличением обводненности пласта. В пластах, заводненных на 29—30 % и более, ПАВ вообще могут быть неэффективны. Кроме того, на отмывающую способность неионогенных ПАВ отрицательно влияют минерализация пластовой воды (150—200 мг/л и выше) и повышенные пластовые температуры (выше 70 °С).

Эффективность применения метода зависит от свойств пористой среды и степени адсорбции ПАВ. Песчаники и карбонатные породы имеют различную степень адсорбции ПАВ. Существенное влияние на адсорбцию оказывают граничные слои, образованные на контакте нефть—порода; увеличение процента углерода в граничном слое вызывает большую адсорбцию ПАВ.

Наиболее важное свойство ПАВ, определяющее их нефтевытесняющие характеристики,— способность снижать межфазное натяжение и гидрофилизировать поверхность пористой среды. Поэтому в последние годы широкое развитие получило заводнение с мицеллярными растворами.

Заводнение с мицеллярными растворами. Мицеллярные растворы — прозрачные термодинамически стабильные жидкости. Слово «мицелла» описывает агрегат молекул в растворителе с ПАВ. Мицеллярный раствор состоит в основном из ПАВ, углеводорода и воды. Для обеспечения специфических свойств к нему добавляют электролиты и ПАВ, улучшающие их совместимость. В качестве ПАВ обычно используют нефтяные сульфонаты (обычно сырья нефть и ее низкокипящие фракции). В качестве ПАВ, улучшающих совместимость растворов, берут изопропиловый спирт, амиловый спирт и гексанол, наиболее часто используемые электролиты — хлористый натрий, гидроокись натрия и сульфат натрия. Низкое поверхностное натяжение на границе с нефтью (менее 0,001 мН/м) обеспечивает мицеллярным растворам относительно полное вытеснение нефти из пористой среды. Важно то, что мицеллярное заводнение обеспечивает высокую эффективность вытеснения нефти из пласта на поздней стадии разработки нефтяного месторождения.

Технология процесса вытеснения нефти мицеллярными растворами состоит из пяти стадий: 1) закачка в пласт пресной воды для снижения концентрации ионов Ca^{2+} и Mg^{2+} ; 2) закачка 1,5 %-ного раствора KCl ; созданная таким образом буферная оторочка способствует сохранению мицеллярного раствора. Общий объем жидкости, закачиваемый на первых двух стадиях, составляет 30—50 % порового объема пласта; 3) закачка мицеллярного раствора в количестве 30—50 % порового объема пласта; 4) создание полимерной оторочки объемом до 50 % порового объема пласта; в процессе закачки концентрацию

полимеров постепенно снижают до минимума; 5) закачка пресной воды, вслед за которой можно подавать пластовую.

Эффективность заводнения с мицеллярными растворами зависит от свойств пласта и насыщающих его флюидов. Результаты лабораторных и промысловых работ показывают, что с увеличением неоднородности пласта снижается эффективность процесса, она снижается и с увеличением минерализации пластовых вод. Кроме того, применение метода ограничивается содержанием в породе значительного количества карбонатного цемента. В карбонатном пласте применять метод не рекомендуется. Предполагается, что этот метод можно внедрять при пластовой температуре не более 65—80 °С и в пластах проницаемостью не менее 0,1 мкм². Наилучшие результаты получены в пластах, насыщенных нефтью вязкости до 10—15 мПа·с.

Заводнение с растворами щелочей. Метод основан на снижении поверхностного натяжения на границе нефти с раствором щелочи (каустическая сода, силикат натрия и т. п.), а также на способности щелочных растворов образовывать стойкие водонефтяные эмульсии, которые выравнивают подвижности вытесняемого и вытесняющего агентов.

Щелочные растворы берут концентрацией от 0,05 до 1 % и объемом оторочки 10—20 % от объема пор дренируемого пласта. Эффект снижения поверхностного натяжения наблюдается при контакте щелочных растворов с нефтями, содержащими повышенное количество органических кислот, смол и асфальтенов. До определенного предела (примерно до 50 мПа·с) относительная эффективность заводнения с щелочными растворами повышается с увеличением вязкости нефти по сравнению с обычным заводнением в этих же условиях.

Метод щелочного заводнения прост в реализации. Применение его в различных модификациях позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти на 5—20 % по сравнению с его величинами при обычном заводнении.

Закачка кислот и кислых стоков. Широкое применение нашли методы увеличения извлечения нефти из пластов путем закачки в них различных кислот (серная, хлоросульфоновая, фторосульфоновая, оксидная и др.). Попутно решается проблема утилизации кислотных отходов нефтехимических производств.

Поскольку кислота активно взаимодействует с карбонатами, то ее рекомендуется закачивать в терригенные коллекторы с содержанием карбонатных фракций 1—2 %. При создании в пласте оторочки кислоты выравниваются профили приемистости в неоднородных коллекторах в результате закупорки пор высокопроницаемых слоев нерастворимыми солями (сульфаты, сульфиды кальция и др.), которые образуются при взаимодействии с кислотными солями пластовой воды. Поэтому процесс рекомендуется осуществлять в сочетании с заводнением пресными или слабоминерализованными водами.

Технология применения метода проста: кислоты в объеме 600—2000 т однократно закачивают во внутренние нагнетательные скважины, желательно в чисто нефтяную зону, а затем нагнетают воду по обычной технологии. Вследствие сульфонирования нефти в пластовых условиях

образуются ПАВ, которые и способствуют увеличению извлечения нефти из пласта.

Перед началом закачки кислот водонасыщенность пласта не должна быть высокой, так как при разбавлении кислоты снижается ее эффективность. Лучшие показатели процессов можно ожидать при разработке пластов с асфальто-смолистыми, вязкими нефтями.

Испытание кислотного метода привело к увеличению безводной эксплуатации на 10—20 % и конечного коэффициента извлечения нефти на 7 %; на 1 т закачанной серной кислоты дополнительно получено от 20 до 100 т нефти.

Перспективно и применение оксидата (смесь органических кислот, эфиров, спиртов, кетонов и других соединений), отходов нефтехимических производств. При взаимодействии оксидата с карбонатной фракцией породы увеличивается проницаемость пласта, выделяются двуокись углерода и тепло, способствующие вытеснению нефти из пласта. Кроме того, хорошо растворяясь в нефти, оксидат снижает ее вязкость.

Заводнение с полимерами. Для повышения эффективности заводнения и увеличения извлечения нефти используют эффект выравнивания подвижности нефти и вытесняющей ее воды, создаваемый с помощью заводнения с оторочкой водорастворимого полимера.

Основой приращения добычи при закачке раствора полимера является регулирование отношения подвижностей. При добавке полимера к нагнетаемой воде происходит увеличение охвата объема пласта заводнением, связанное с улучшением охвата по площади и мощности. Раствор полимера не увеличивает коэффициент вытеснения нефти из породы, но уменьшает потребное количество закачиваемой воды на добычу данного количества нефти, т. е. нефть добывается с меньшей прокачкой воды.

Полимерное заводнение оказалось успешным как для терригенных, так и для карбонатных коллекторов при глубинах залегания от 300 до 2200 м, эффективной мощности 2,4—49,4 м, проницаемости 0,0023 мкм², температурах выше 100 °С и вязкости нефти 120 мПа·с.

§ 2. Смешивающееся вытеснение

Смешивающееся вытеснение — это вытеснение при отсутствии границ фаз, т. е. поверхностей раздела между вытесняемой и вытесняющей жидкостями. В этих условиях капиллярные силы отсутствуют, и нефть из области пласта, охваченной вытеснением, вымывается полностью.

Состав вытесняющего агента, при котором обеспечивается смешивание его с нефтью, обычно определяют по корреляциям Бингама (рис. 60). Затем найденные оценки следует подтвердить экспериментально, проведя опыты по вытеснению при планируемых давлении и температуре с использованием натуральной нефти и вытесняющего агента. Критерием смешиваемости служат вид кривой вытеснения и величина коэффициента извлечения нефти к моменту, когда объем закачки достигнет одного объема пор. Оторочки из смешивающегося с нефтью агента продвигаются по пласту обычно сухим газом. Благодаря обогащению вытесняющего газа тяжелыми компонентами

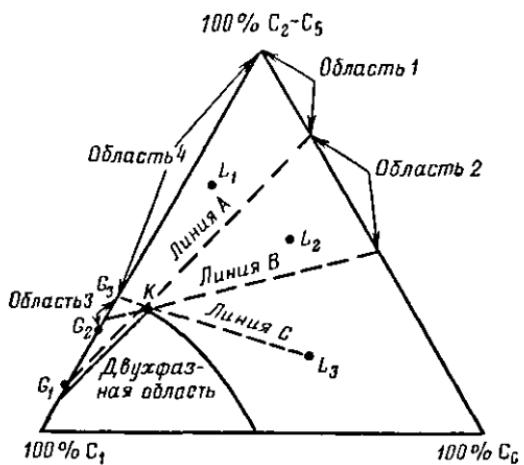


Рис. 60. Треугольная диаграмма смесимости (схема): L — состав нагнетаемого газа; G — состав пластовой жидкости; K — точка схождения

ми при контакте его с остаточной нефтью возможно достижение смешения при более низком давлении, чем при давлении полной смесимости.

Процессы смещающегося вытеснения по своей природе неустойчивы из-за неблагоприятного

соотношения вязкостей в системе газ — растворитель — нефть. Препятствовать вязкостному языкообразованию, по крайней мере при малых скоростях вытеснения, могут гравитационные силы. Поэтому в пологих пластах различные по плотности жидкости вредно влияют на нефтеизвлечение. В кругопадающих пластах с большим этажом продуктивности гравитационные эффекты могут быть полезными.

При применении методов смещающегося вытеснения (закачка газа высокого давления, газоводяных смесей, двуокиси углерода) коэффициенты извлечения нефти могут увеличиться на 20 % относительно их величин при обычном заводнении.

В качестве агентов для продвижения оторочки растворителя по пласту применяют кроме воды и минерализованных растворов газ в чистом виде (метан, природный газ, двуокись углерода, азот и др.). При контактировании нефтяного газа и жидкого растворителя последний частично испаряется, что приводит к образованию газообразной смеси из растворителя и газа-носителя. В пласте газообразный растворитель адсорбируется нефтью, что приводит к изменению ее фильтрационных свойств.

Вытеснение нефти газом высокого давления. Метод заключается в создании в пласте оторочки легких углеводородов на границе с нефтью. Это обеспечивает процесс смещающегося вытеснения нефти. Смешиваемость нефти и газа достигается при давлении выше 1,5 МПа, что определяет минимальную глубину залегания продуктивного пласта (1500—1800 м). Процесс лучше осуществляется в пластах с маловязкими, легкими нефтями, с малой молекулярной массой. Влияние температуры пласта на эффективность метода тесно связано с другими условиями и не может быть определено однозначно.

Область применения метода ограничивается содержанием в пласте газовой фазы. Так, с увеличением мощности пласта эффективность процесса из-за проявления гравитационных эффектов снижается. Считается, что мощность пласта не должна превышать 15—20 м. Наиболее предпочтительно осуществлять метод в наклонно залегающих пластах.

Увеличение неоднородности пласта отрицательно влияет на эффективность процесса. Проницаемость пласта практически не ограничивает применения газа высокого давления. Более того, наибольшее повышение извлечения нефти при внедрении этого метода следует ожидать в пластах проницаемостью менее 0,005 мкм².

Применение газа высокого давления может быть эффективно для разработки водонефтяных зон, так как газ на контакте нефть — вода предотвращает в определенной степени конусообразование.

Вытеснение нефти газоводяными смесями. При этом процессе снижается фазовая проницаемость для газа вследствие присутствия воды, в результате улучшается охват пласта воздействием.

Неоднородность пласта при этом процессе не оказывает такого сильного отрицательного влияния, как при закачке газа высокого давления. Даже, наоборот, эффективность водогазовой репрессии повышается с увеличением неоднородности пласта по сравнению с обычным заводнением в тех же условиях.

Метод наиболее эффективен, когда нефть вытесняется газом в условиях, близких к режиму взаимной растворимости.

Закачка двуокиси углерода. За последние годы двуокись углерода была признана удачным заменителем легких углеводородных газов в технологических приемах, направленных на повышение извлечения нефти. Нефтьвытесняющая способность CO₂ объясняется способностью хорошо растворяться в нефти и воде. Это приводит к снижению вязкости нефти (20—90 %) и существенному увеличению ее объема, если она насыщена CO₂ при давлении выше 5 МПа. Растворяясь в воде, CO₂ повышает вязкость воды и улучшает ее вытесняющие свойства. Кроме того, при определенных условиях углекислый газ может неограниченно смешиваться с нефтью.

Метод можно применять как с начала разработки, так и на поздней стадии.

Закачка в пласт CO₂ может проводиться как в жидком (компремированном), так и в газообразном состоянии, а также в виде карбонизированной воды. Выбор реагента зависит от геолого-физических и экономических условий, а также от наличия CO₂.

Эффективному применению этого метода способствует невысокое содержание в нефти асфальто-смолистых компонентов, которые при контакте с CO₂ могут выпадать в осадок и закупоривать пористую среду, с повышением минерализации воды (особенно солей кальция) увеличивается опасность отложения солей в пласте и промысловом оборудовании.

Неоднородность пласта снижает эффективность закачки в пласт двуокиси углерода. Однако при одновременной закачке в пласт двуокиси углерода и воды отрицательное влияние неоднородности, как и при водогазовой репрессии, снижается.

Эффективность рассматриваемого метода зависит от степени обводненности пласта. С увеличением его обводненности перед началом процесса эффективность заводнения с углекислотой снижается.

Увеличение коэффициента извлечения нефти при применении этого метода составляет 7—15 % по сравнению с величинами его при обычном

заводнении. Одновременно решается вопрос утилизации двуокиси углерода как отхода химических и энергетических производств.

§ 3. Термические способы увеличения коэффициента извлечения нефти

При термическом воздействии прогреваются нефтеносные пласты, вследствие чего изменяется фазовое состояние некоторой части жидких компонентов, улучшается соотношение вязкостей нефти и вытесняющего агента, происходит тепловое расширение пластовой системы, улучшаются капиллярные характеристики.

К основным способам термического воздействия, применяемым в настоящее время в промышленных масштабах, относятся нагнетание теплоносителей (горячей воды, водяного пара, нагретых газов и др.) в пласт, создание внутрипластового движущегося очага горения и комбинирование этих методов.

Циклическая паротепловая обработка. В скважину подают некоторое количество пара, затем ее вводят в эксплуатацию. Такие обработки при необходимости повторяют. Пар прогревает пласт и снижает вязкость нефти в призабойной зоне, где поток нефти испытывает самое высокое фильтрационное сопротивление. Снижение вязкости увеличивает приток нефти. Данный метод наиболее эффективен в залежах, где низкие дебиты обусловлены высокой вязкостью нефти.

Результаты паротепловых обработок скважин показали, что с их помощью увеличивается количество фактически извлекаемой нефти. Дополнительная добыча нефти частично достигается за счет удержания конденсата в пласте и температурного расширения жидкости. Но главным образом она обусловлена восстановлением активности механизма первичной добычи и благоприятным изменением относительных проницаемостей с увеличением температуры. Конечный коэффициент извлечения нефти увеличивается более чем в 2 раза.

Вытеснение нефти горячей водой. При нагнетании в пласт горячая вода непрерывно внедряется в его ненагретую часть и постепенно остывает до первоначальной пластовой температуры на границе температурной зоны. Распределение температуры в нагретой зоне зависит от потерь тепла, поступающего через кровлю и подошву пласта в окружающие породы, но скорость распространения нагретой зоны не зависит от этих потерь. Она пропорциональна расходу горячей воды и зависит от удельной теплоемкости воды и породы. Требуется примерно более двух поровых объемов горячей воды для прогрева одного объема пласта. Таким образом, задолго до подхода теплового фронта нефть вытесняется холодной водой. Поэтому процесс вытеснения нефти горячей водой точно так же неустойчив, как и процесс вытеснения холодной водой. В мелких языках горячая вода остывает быстрее, поэтому тепло накапливается в немногочисленных крупных каналах (языках) и медленно прогревает пласт между ними.

В начале процесса нефть вытесняется горячей водой даже несколько хуже, чем холодной, поскольку вязкость горячей воды меньше, чем холодной, и она вытесняет ненагретую нефть. Постепенно от языков

горячей воды посредством теплопроводности нагревается контактирующий с ними нефтенасыщенный пласт. Это снижает вязкость нефти по всему пласту и повышает эффективность вытеснения. Чем больше повышение температуры в пределах языков горячей воды, тем благоприятнее изменение отношения вязкостей нефти и воды. Это обеспечивает более полное вытеснение нефти водой и более низкую остаточную нефтенасыщенность в части пласта, охваченного вытесняющим агентом.

Способ нагнетания горячей воды не получил широкого развития. Материалы промысловых испытаний показывают, что большинство опытов прекращено из-за сильного языкообразования и, как следствие, низкой эффективности вытеснения.

Вытеснение нефти паром. Пар нагнетают в центральную скважину, а нефть отбирают из периферийных. Нефть проталкивается к добывающим скважинам валом воды и пара. В конечном счете из скважин отбирают нефть и горячую воду. Поэтому процесс вытеснения нефти паром более устойчив, чем процесс вытеснения горячей или холодной водой. Процесс вытеснения паром стабилизируется вследствие больших потерь тепла от тонких языков, что сопровождается конденсацией пара. Кроме того, важную роль в процессе вытеснения нефти из пористой среды играет дистилляция легких фракций нефти в газовую fazu.

Одним из главных факторов, определяющим эффективность метода, является вязкость пластовой нефти. Считается, что метод целесообразно применять в пластах с нефтью вязкостью более 50 мПа·с. Эффективность процесса увеличивается при наличии в нефти достаточного количества легких фракций, испаряющихся в паровую fazu. Наилучшие результаты от закачки пара в пласт следует ожидать в терригенных коллекторах, так как сильная неоднородность и трещиноватость, присущая в первую очередь карбонатным коллекторам, отрицательно влияют на процесс. Следует также учитывать возможность набухания пластовых глин при контакте с дистиллятом пара.

Эффективность процесса снижается с уменьшением пористости и проницаемости пласта (нижние пределы — пористость 18—20 %, проницаемость 100 мкм²). Увеличение мощности пласта положительно сказывается на процессе, но до определенного значения. При мощности более 20 м эффективность процесса снижается вследствие агрегации пара и нефти.

Сравнение процессов нагнетания горячей водой и пара показывает, что лучшая устойчивость процесса вытеснения паром, чем горячей водой делает более эффективным применение пара, хотя производство последнего обходится значительно дороже. Способ нагнетания горячей воды может стать предпочтительным для месторождений с вязкими нефтями, если остальные условия будут подходящими. Этот способ также имеет преимущества при больших расстояниях между скважинами или при больших пластовых давлениях, когда одно и то же количество тепла требуется распределить на большей площади пласта, хотя и при более низких температурах.

На экономические показатели процесса паротеплового воздействия на пласт решающее влияние оказывает величина удельного расхода

теплоносителя для добычи 1 т нефти. Значительного снижения удельного расхода пара можно добиться переходом от непрерывного нагнетания теплоносителя в пласт к применению тепловых оторочек. В этом случае пар нагнетают только в начальной стадии процесса, а затем в него закачивают обычную воду.

С увеличением глубины залегания пласта увеличиваются потери тепла по стволу скважины, что уменьшает общую эффективность метода закачки теплоносителя. Применение забойных парогенераторов достаточной мощности может существенно уменьшить потери тепла по стволу скважин.

Внутрипластовый движущийся очаг горения. Этот процесс основан на генерировании тепла непосредственно в пласте за счет частичного сгорания пластовой нефти (наиболее тяжелых компонентов в виде коксо-подобного остатка, образующегося в результате испарения, крекинга и пиролиза) в поровых каналах пласта. Существует множество модификаций данного метода (сухое, влажное, сверхвлажное, прямоточное и противоточное горение), между которыми много сходного.

Процесс прямоточного сухого внутрипластового горения заключается в следующем. Для создания очага горения в нагнетательную скважину спускают электрический или огневой глубинный нагреватель, с помощью которого нагревают нефтесодержащую породу в призабойной зоне до 700–800 °C, затем перемещают фронт горения закачкой воздуха. Фронт горения представляет собой узкую область толщиной порядка нескольких сантиметров. Если температура достаточно высокая, все остаточное топливо, располагающееся впереди фронта горения, сгорает в этой области. Само перемещение фронта горения определяется скоростью полного сгорания топлива при существующих условиях в указанной области.

Непосредственно впереди фронта горения температура резко уменьшается в пределах относительно узкой зоны испарения и крекинга. В этой зоне вода и более легкие компоненты нефти испаряются: здесь же образуется остаточное топливо.

Перед зоной испарения выделяется зона конденсации. Если градиент давления в этой зоне невелик, температура в ней может быть почти постоянная по длине и близка по значению к температуре насыщения при данном парциальном давлении воды в поровой фазе. Впереди зон конденсации температура постепенно уменьшается до начальной температуры пласта. Обычно непосредственно перед зоной конденсации образуется так называемый вал пресной воды и легких углеводородов.

Противоточное горение. Обеспечивают прокачку воздуха через пласт, затем в призабойных зонах добывающих скважин поджигают пласт, заставляя фронт горения перемещаться от добывающих скважин к нагнетательным навстречу движению потока воздуха. В процессах прямоточного горения фронт перемещался только тогда, когда все топливо в данной точке выгорело. При противоточном горении топливо всегда присутствует в избытке, но фронт перемещается тогда, когда весь кислород в данной точке прореагировал. В то время, пока фронт движется от добывающих скважин к нагнетательным, нефть добывают из первых скважин в виде паров в потоке газов горения; кроме того, происходит

вытеснение нагретой нефти вследствие газонапорного и гравитационного режимов из областей, расположенных вблизи добывающих скважин.

Наиболее эффективным оказался на практике метод влажного горения, который заключается в добавке воды к закачиваемому воздуху. Когда вода добавляется к потоку нагнетаемого воздуха, теплота газового потока возрастает. Температура сухого воздуха настолько низка, что нагнетаемый воздух не может отобрать тепло от нагретой сухой породы с такой скоростью, с которой фронт горения нагревает породу. Таким образом, добавка воды к потоку воздуха увеличивает способность нагнетаемого флюида отбирать тепло позади фронта горения и повышать скорость перемещения волны конвекции, которая следует за фронтом горения.

Наилучших результатов при внутрипластовом горении можно ожидать на месторождениях с нефтью средней и повышенной вязкости.

Осложняющими факторами являются сильная трещиноватость и неоднородность пласта. Предельные значения пористости и проницаемости примерно такие же, как и при закачке пара (пористость 18—20 %, проницаемость 0,1 мкм²). При увеличении мощности пласта эффективность метода возрастает, однако при мощности менее 3 м и более 20 м следует ожидать снижения показателей.

Опыт применения методов теплового воздействия на нефтяной пласт доказал их экономическую эффективность. Однако добыча нефти при тепловом воздействии связана с рядом осложняющих условий: работа глубинного оборудования в условиях высоких температур, повышенного содержания серы, высокая степень коррозии, необходимость решения проблем охраны окружающей среды. Поэтому выбор способа воздействия и границы его применения должны быть обоснованы технико-экономическим анализом. Одним из важнейших слагаемых технико-экономических показателей являются удельные энергетические затраты на осуществление термического воздействия и оценка ожидаемого увеличения коэффициента извлечения нефти с учетом энергетических затрат.

§ 4. Интенсификация добычи нефти из малодебитных скважин

Основная цель интенсификации добычи заключается в получении более высоких дебитов нефти. Интенсификация добычи осуществляется посредством увеличения проницаемости пласта в призабойной зоне скважин. Применяют пять видов интенсификации добычи: 1) кислотная обработка забоя; 2) гидравлический разрыв пласта; 3) торпедирование скважин; 4) термические методы воздействия на призабойную зону; 5) термогазохимический метод обработки призабойной зоны.

Кислотная обработка скважин применяется в том случае, когда коллектор состоит из известняков, доломитов или известковистых трещиноватых песчаников. В пласт закачивают разбавленную соляную кислоту, которая, проходя по порам и трещинам пласта, растворяет карбонатные соединения и тем самым расширяет поры и трещины. Это приводит к увеличению проницаемости пласта в зоне забоя скважины, где наиболее высоко сопротивление движению нефти.

Эффект кислотной обработки тем выше, чем раньше она произведена и чем больше кислоты закачано в пласт за одну операцию. Особенно хорошие результаты дали опытные внутрив пластовые кислотные обработки, проведенные в скважинах рифогенных месторождений; здесь за одну операцию в пласт закачивалось до 200—500 м³ кислотного раствора.

Термокислотная обработка забоя скважины осуществляется путем прокачки кислоты через наконечник с магнием, которым оканчивается колонна нагнетательных труб. Кислота, реагируя с магнием, нагревается до 150 °С. Горячая кислота плавит парафин и значительно эффективнее растворяет карбонатные породы. Поэтому ее применяют в пластах, сложенных доломитами, и в скважинах с осадками парафина на стенах.

Гидравлический разрыв пласта заключается в том, что в пласт через скважину закачивают сгущенный керосин (напалм) при высоком давлении. Под давлением в породах пласта образуются трещины. В них попадает сгущенный керосин, смешанный с грубозернистым песком или шариками из стекла или пластмассы. После того как трещины в пласте будут забиты песком, скважину начинают эксплуатировать. Дебит скважины резко повышается, потому что трещины, заполненные песком, являются хорошей дренажной системой ввиду их хорошей проницаемости.

Гидравлический разрыв пласта сгущенной кислотой является комбинацией гидравлического разрыва с кислотной обработкой пласта. Он применяется только в карбонатных коллекторах. В трещины закачивают не песок, а сгущенную кислоту. Войдя в трещину, она выедает неровности в ее стенах, и после того как давление снимается, стени трещины плотно уже не замыкаются. Такая трещина служит хорошей дренажной системой.

При гидравлическом разрыве пласта в нагнетательных скважинах в пласт закачивают водный раствор сульфитцеллюлозной барды (отход бумажной промышленности). Это очень вязкая жидкость, хорошо растворяется в воде, при этом снижает свою вязкость. Последнее свойство позволяет приготовлять водный раствор сульфитцеллюлозной барды любой вязкости.

Торпедирование скважин осуществлялось путем взрыва торпеды против пласта. Этот способ рекомендовался для крепких песчаников, известняков и доломитов.

В настоящее время торпедирование скважин не производится, поскольку разработаны более совершенные методы обработки забоев скважины. Кроме того, при торпедировании скважин наблюдались порывы колонн на сотни метров выше места торпедирования и нарушение цементного кольца за колонной.

Термические методы воздействия на призабойную зону пласта применяют для плавления парафина и смол, которыми засоряются поровые каналы в призабойной части пласта. Для этого используют термокислотную обработку забоя скважины, прогрев забоя прокачкой через насосные трубы горячего мазута или водяного пара и прогрев его специальными газовыми горелками или электрическими нагревателями.

Термическое воздействие на сам пласт осуществляется путем закачки горячей воды в пласт через нагнетательные скважины. Закачка горячей воды применяется при заводнении пластов, содержащих сильно парафинистую нефть и имеющих температуру около 100 °С. Закачка холодной воды в такой пласт приводит к его охлаждению, выпадению парафина, который закупоривает поры пласта.

Термогазохимический метод обработки забоя в скважине. При торпедировании скважин бризантное взрывчатое вещество, которое сгорает в одну тысячную долю секунды, заменили порохом (перхлоратом аммония), горение которого на забое скважины происходит от 10 до 30 с в зависимости от формы и величины заряда.

При горении пороха в скважине давление повышается до 3—10 МПа и более, в результате чего образуются трещины. Температура от горения пороха достигает 1000 °С и выше. Газообразные продукты горения пороха образуют с водой кислоты и химически воздействуют на породы-коллекторы.

Заряды АДС (аккумулятор давления скважинный) на забой доставляются на кабель-тросе через обсадные или насосно-компрессорные трубы.

Термогазохимический способ в комплексе с обработкой призабойной зоны соляной кислотой дает эффект, в 18—28 раз больший, чем при обработке зоны только соляной кислотой. Оптимальное количество пороха 40—150 кг, время горения 10—30 с. Скорость движения теплоносителя по трещинам 0,4—0,8 м/с. Особый эффект этот способ дает в малодебитных скважинах, обработка которых другими методами неэффективна. Эффект от обработки добывающих скважин сохраняется от 2 до 21 мес, в нагнетательных скважинах — до 25 мес.

§ 5. Геолого-физические условия эффективного применения методов воздействия на пласт

Рассмотрение различных методов увеличения коэффициента извлечения нефти показывает, что их эффективность определяется тремя основными группами факторов: геолого-физическими, технологическими, техническими.

Факторы первой группы практически остаются постоянными (кроме насыщенности пластов) в течение разработки и определяют выбор и эффективность применения различных методов увеличения коэффициентов извлечения нефти. Внедрение того или иного метода наиболее эффективно может быть осуществлено в тех геолого-физических условиях, которые наилучшим образом ему соответствуют. Для определения этих оптимальных условий необходимы тщательное изучение геолого-физических факторов месторождения, анализ и обобщение опыта применения подобных методов в различных геолого-физических условиях.

В табл. 3 обобщен опыт теоретических, лабораторных и промысловых исследований применения различных методов увеличения коэффициента извлечения нефти. При оценке эффективности применения метода учитывались: область и целесообразность его применения и внедрения с учетом геолого-физических факторов, возможности его осуществления

Таблица 3

Метод	Условия, способствующие внедрению метода										Факторы, осложняющие применение метода	
	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания пласта				
	вязкость, мПа·с	состав	насыщенность, %	минерализация, г/л	неоднородность	проницаемость, мкм ²	тип и физико-химические свойства	давление, МПа	температура, р.а., °С	плотность, кг/м ³		
Заводнение циклическое	До 25	—	До 60	—	Неоднородный нерасчлененный	—	Гидрофильтрный	Выше давления насыщения	—	—	Расчлененность, гидрофобность, газовая шапка	
с водорастворимыми ПАВ	До 50	Асфальтены и смолы	До 30	150—200	Неоднородный, отсутствие трещин	0,001 и более	Глинистость не более	—	90	До 15	Глинистость, трещиноватость, высокое водосодержание, соленость	
с полимерными растворами	10 100	—	До 30	Ограниченое содержание ионов Ca, Mg	То же	Более 0,100	То же	—	90	—	Трещиноватость, глинистость, высокое водосодержание, ионы Ca ²⁺ , Mg ²⁺	
с мицеллярными растворами	До 10	—	До 70	То же	Однородный	Более 0,100	Ограниченое содержание карбонатных примесей	—	65—90	—	Неоднородность, ионы Ca ²⁺ , Mg ²⁺	
с оксидатом	До 100	Асфальтены и смолы	До 70	150—200	Неоднородный	Более 0,1	Карбонатный	Выше давления насыщения	60—80	До 12	Глинистость	
с щелочными растворами	До 100	Органические кислоты	До 60	Содержание ионов Ca ²⁺ до 0,025	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 0,1	Глинистость не более 5—10 %	—	—	—	Трещиноватость, ионы Ca ²⁺ , глинистость	

Вытеснение нефти газом высокого давления	До 10	—	До 60	—	Однородный	0,0005 и более	—	Более 15; выше давления насыщения	—	До 15 при полном залегании, при крутом — не ограничена	Неоднородность, свободный газ
водогазовой смесью	До 50	—	До 60	—	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 0,05	—	То же	—	—	Трещиноватость, свободный газ
Использование двуокиси углерода в чистом виде	До 50	Ограниченнное содержание ионов Ca^{2+}	До 60	Ограниченнное содержание ионов Ca^{2+}	Неоднородный	0,0005 и более	—	Выше давления насыщения	—	То же	Неоднородность, ионы Ca^{2+} , высокое содержание асфальтенов и смол
в сочетании с заводнением	До 50	То же	До 60	—	Неоднородный, отсутствие трещин	Более 0,05	—	То же	—	—	Трещиноватость, высокое содержание асфальтенов и смол

Продолжение табл. 3

Метод	Условия, способствующие внедрению метода										Факторы, осложняющие применение метода	
	Пластовая нефть		Вода		Коллектор			Условия залегания пласта				
	вязкость, мПа·с	состав	насыщенность, %	минерализация, г/л	неоднородность	проницаемость, мкм ²	тип и физико-химические свойства	давление, МПа	температура, °С	глубина, м		
Заводнение с применением серной кислоты	1—30	Асфальтены и смолы	До 30	150—200	Умеренно-неоднородный	Менее 0,5	Терригенный с содержанием карбонатных примесей 1—2 %	—	—	—	Трещиноватость, высокое содержание соленость	
Закачка в пласт пара	Более 50	Легкие компоненты	До 30	—	—	Более 0,1	—	—	—	Более 6	Низкая пористость глинистость, глубина залегания более 1200 м	
Закачка горячей воды	До 50	Легкие компоненты	До 30	150—200	Умеренно-неоднородный	Более 0,1	Терригенные отложения	18—20	300	6—20	Низкая пористость глинистость, глубина залегания менее 1800 м	
Внутрипластовое горение	Более 10	Ограничное содержание серы	До 50	—	Отсутствие трещин	Более 0,1	—	—	—	Более 3	Трещиноватость, низкая пористость	

в данных условиях и обеспечение необходимыми для этого материально-техническими средствами.

Две другие группы факторов (технологические и технические) можно регулировать в зависимости от первых. Здесь одним из важнейших факторов выбора метода увеличения извлечения нефти является сырьевая обеспеченность химическими и физико-химическими реагентами, а также проблема транспорта вытесняющих агентов к местам их потребления. Поэтому остро встает вопрос об использовании сырьевых и энергетических ресурсов нефтяных месторождений для производства вытесняющих агентов на месте, т. е. создание способов внутрипластового производства вытесняющих агентов с использованием геотехнологии.

Существование геотехнологических методов заключается в переводе твердого полезного ископаемого в подвижное состояние — газ, расплав, раствор, гидросмесь, в осуществлении в недрах тепловых, массообменных химических и гидрохимических процессов. С углублением в недра можно будет варьировать температуру и давление, применять самые разнообразные химические или физические процессы, позволяющие получать конечные продукты, в данном случае — вытесняющий агент (CO_2 , пар, нейтральные и углеводородные газы и т. п.), т. е. выделять в разрезе месторождения две зоны: зону производства вытесняющего агента и зону его потребления. В некоторых случаях (когда для производства вытесняющего агента используются различного рода реакции между нагнетаемым агентом и пластовым флюидом, либо коллектором, как, например, при внутрипластовом горении, бактериальном заводнении, закачке кислот, оксидата и т. п.) эти зоны могут быть соединены в одну, т. е. в продуктивном пласте одновременно производится и потребляется вытесняющий агент.

Применение методов создания внутрипластовых агентов с использованием сырьевых запасов нефтяного месторождения (попутный газ, нефть и битум непромышленного значения, вода выше- и нижележащих горизонтов, гидротермальное тепло и т. п.) позволит решить задачу сырьевого обеспечения для получения вытесняющих агентов, существенно уменьшить транспортные расходы, что в свою очередь сделает высокорентабельными методы увеличения коэффициента извлечения нефти.

Методы интенсификации добычи и увеличения коэффициента извлечения нефти в настоящее время охватывают два основных направления.

1. Полное использование преимущества осуществляющей технологии разработки с заводнением за счет расширения масштабов ее применения на новых месторождениях и дальнейшее совершенствование систем и технологий заводнения на разрабатываемых месторождениях. Применение заводнения и совершенствования систем разработки залежей должно сочетаться с широким использованием различных способов воздействия на призабойную зону (химические, термохимические, термические и другие методы).

2. Разработка и промышленное освоение новых методов увеличения коэффициента извлечения нефти.

Если заводнение и его модификации в достаточной степени освоены, то большинство методов увеличения коэффициента извлечения нефти

только проходят цикл опытных работ. Так, в США за 1981 г. за счет внедрения новых методов добыто 23 млн. т нефти. Из них на вытеснение паром приходится 68,74 %, смешивающееся вытеснение 26,36 %, заводнение с полимерами 2,62 %, внутрипластовое горение 2,09 %, заводнение с мицеллярными растворами 0,26 %. Но опытные работы проводятся в широких масштабах во всех странах, и получены целый ряд обнадеживающих результатов.

Новая технология до внедрения ее в промышленном масштабе проходит последовательные фазы развития:

научный поиск;

теоретические и лабораторные исследования;

разработки технологии применения на месторождении;

опытно-промышленное испытание и оценка экономической эффективности процесса в разных условиях;

обоснование оптимальной технологии;

определение масштабов применения и потребности материальных средств;

создание материальной базы;

инженерная практика внедрения.

Опытно-промышленные испытания методов осуществляют в самых различных геолого-физических условиях и с разной целью. Это позволяет с учетом безуспешных опытов определить область применения методов, их эффективность и технологию в зависимости от специфики разработки конкретных месторождений.

В промышленном масштабе новые методы увеличения коэффициента извлечения нефти применяют только при уверенности в получении необходимого минимального экономического эффекта (средней нормы прибыли). Сначала для конкретного истощенного месторождения по совокупности геолого-физических свойств и критериев применимости отбирают пригодные для данных условий методы. После тщательного изучения выбирают, затем на основе технико-экономического анализа и приближенных технологических расчетов выделяют два-три метода, наиболее перспективных и простых в реализации.

После тщательного изучения из отобранных методов выбирают один, самый эффективный и доступный для применения, который всесторонне исследуют (с лабораторного изучения на реальных образцах пласта нефти, воды и математического моделирования процесса до бурения очечных скважин, предварительных промысловых опытов, составления и осуществления программы испытания технологии на месторождении). Только на основе полученных результатов составляют проект промышленного применения процесса по всему месторождению.

Опыт внедрения новых методов увеличения коэффициента извлечения нефти позволяет установить следующее.

1. При применении новых методов сетки скважин должны быть более плотными, чем при обычных методах.

2. При переходе на новые методы требуется частичное, а иногда и существенное изменение системы разработки, бурение дополнительных добывающих, нагнетательных и наблюдательных скважин и переоборудование промыслового хозяйства.

3. Для определения эффективности методов нельзя полностью опираться на данные лабораторных испытаний. В реальном пласте процессы происходят в более сложных условиях, которые невозможно моделировать (неоднородность, время, протяженность и объемы).

4. Процесс внедрения успешен только после проведения тщательных комплексных исследований пласта (геологические, геофизические, петро-графические, гидродинамические, термодинамические) и физико-химических исследований насыщающих его флюидов.

5. При использовании новых методов требуется участие более квалифицированного персонала, чем в обычных условиях разработки пласта.

Приведенный обзор указывает на необходимость особенно тщательных экономических оценок внедрения новых методов повышения коэффициента извлечения нефти. При проведении опытных исследований, основные цели которых связаны с накоплением знаний, подход к экономическим оценкам должен быть иной, чем при промышленном внедрении. Кроме того, принимая во внимание, что результаты внедрения новых методов проявляются не сразу и реализуются длительно, при экономических оценках необходимо учитывать не только современные цены на нефть, но и тенденцию к их изменению.

ЧАСТЬ ВТОРАЯ

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Высокая эффективность разработки нефтяных месторождений достигается хорошо организованным контролем за его процессами. Необходимы выбор наиболее оптимального варианта проекта разработки и организация оптимальной эксплуатации залежи. Для регулирования процесса разработки необходимо знать распределение нефти, газа и воды, а также пластовых давлений по всей залежи. Для этого проводится систематическое геолого-промышленное наблюдение за исследованиями и эксплуатацией скважины. Необходимо знать состояние фонда скважин, суточный дебит и суммарную добывчу каждой скважины, суточный и суммарный объемы закачки вытесняющего агента, пластовое и забойное давления.

На основании этих данных строят карты и графики, которые позволяют регулировать процесс разработки в целом по залежи и на отдельных ее участках.

Таким образом, контроль за разработкой залежи нефти или газа состоит в исследовании работы добывающих и нагнетательных скважин и наблюдении за контрольными и пьезометрическими скважинами, анализе работы скважин и залежи с целью определения и претворения в процесс разработки оптимальных режимов работы скважин и всей залежи.

Глава 1 ВСКРЫТИЕ ПЛАСТОВ

§ 1. Условия вскрытия пласта

Для эксплуатации скважин выбирают в зависимости от геолого-физической характеристики пластов технологию вскрытия пласта и технические средства, обеспечивающие наилучшие условия притока нефти и газа в скважину.

Геолого-физическкая характеристика зависит от типа коллектора нефтегазонасыщенности и пластовых давлений. При вскрытии выделяются три группы пластов с высокой проницаемостью (чаще всего трещиноватые) и аномально высокими пластовыми давлениями; с высокими проницаемостью, нефтенасыщенностью и пластовым давлением; с хорошей геолого-физическкой характеристикой, но с малым пластовым давлением.

Для первых двух групп необходимы надежное обустройство устья скважины и использование оборудования, предотвращающего преждевременный выброс газа и нефти (открытое фонтанирование). Для третьей группы надо создать условия, благоприятные для притока нефти

и газа в скважину, причем очень важно не снизить проницаемости пласта за счет подбора промывочной жидкости.

Основная промывочная жидкость в бурении — глинистый раствор. При вскрытии пласта происходит инфильтрация воды из промывочной жидкости в пласт, в результате чего на стенках скважин против проницаемых пластов образуется глинистая корка. При проходке пластов с трещиноватыми породами глинистый раствор по трещинам глубоко проникает в пласт, под действием инфильтрационной воды происходит разбухание глинистых частиц. Все это приводит к ухудшению проницаемости пласта, что серьезно затрудняет освоение скважины.

При вскрытии пластов с высоким, а особенно с аномально высоким пластовыми давлениями для предупреждения открытого фонтанирования глинистый раствор утяжеляют путем добавок барита, гематита и др.

Выбор промывочной жидкости имеет важное значение при освоении скважин. Поэтому при вскрытии пластов с безводной нефтью и газом принимаются меры, чтобы не допустить попадания воды в нефтегазонасыщенный пласт. С этой целью при вскрытии нефтяных пластов с пониженным пластовым давлением применяют промывочные жидкости на нефтяной основе. Нефтеэмulsionные растворы делают уплотнение корки, водоотдача у них значительно меньше. Однако нефть имеет малую плотность и ее не всегда можно применять из-за опасности выбросов. Поэтому бурение до продуктивных горизонтов проводят на обычных глинистых растворах, а затем их заменяют нефтью или тщательно приготовленными растворами на нефтяной основе.

При вскрытии продуктивного пласта необходимо выбрать наиболее подходящее для данных геолого-физических условий пласта оборудование забоя скважины. В процессе вскрытия производится предварительная обработка призабойной зоны, что обеспечивает более высокую производительность скважин (торпедирование, гидроразрыв, обработка призабойной зоны кислотами и различными растворителями и т. п.).

§ 2. Оборудование забоя скважины

При разработке конструкции скважин и забоя необходимо обеспечить эффективный приток нефти к забою скважины, надежную изоляцию нефтеносных, газоносных и водоносных пластов и достаточную прочность колонны.

Оборудование забоя выбирают в зависимости от геолого-физической характеристики пласта (рис. 61).

Наиболее распространенная конструкция, применяемая при разработке нефтяных и газовых пластов,— сплошная цементировка колонны с последующим прострелом труб против пласта. Для улучшения гидродинамического совершенства скважины необходимо перфорировать пласт на всю мощность. Однако вскрытие всей мощности пласта ограничивается условиями расположения скважины на структуре и расстоянием до ВНК в нефтяной залежи, ГВК в газовой скважине и ГНК в нефтяной залежи с газовой шапкой.

В тех случаях, когда продуктивный пласт представлен твердыми породами, конструкцию проектируют с открытым забоем (см. рис. 61).

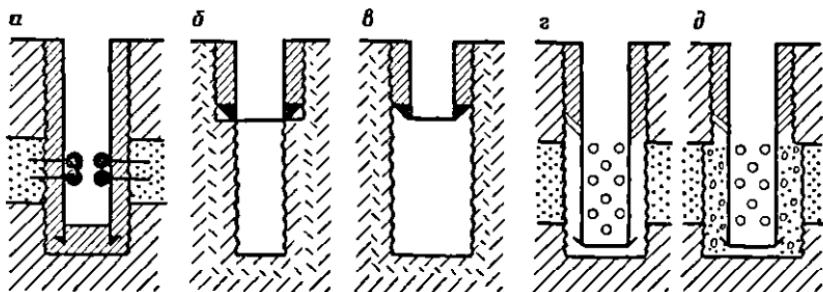


Рис. 61. Схемы вскрытия и крепления забоев нефтяных и газовых скважин:
а — сплошная цементировка с последующим прострелом колонны труб против эксплуатационного объекта; б — открытый забой с диаметром скважины, несколько меньшим диаметра колонны; в — открытый забой с диаметром, большим диаметра колонны (висячая цементировка колонны); г — манжетная цементировка колонны; д — забой скважины, оборудованный песчанным фильтром

Если продуктивные пласты сложены рыхлыми песками, которые могут образовывать при эксплуатации песчаные пробки, забой оборудуют гравийными фильтрами. При вскрытии рыхлых, легко разрушающихся песчаников применяют специальные фильтры (песчаные) с зернами песка различных размеров.

§ 3. Освоение нефтяных и газовых скважин

Приток нефти и газа вызывается созданием разницы (Δp) между пластовым и забойным давлениями. На производительность скважин оказывает влияние и чистота забоя. Поэтому для вызова притока флюидов в скважину необходимы мероприятия по снижению забойного давления и очистке забоя.

В зависимости от геолого-промышленных условий (пластовое давление, плотность и сцементированность пласта) применяют следующие способы вызова притока нефти в скважину.

1. Замена жидкости, находящейся в скважине, жидкостью с меньшей плотностью (промывка). В скважину спускают фонтанную трубу и в кольцевое пространство нагнетают жидкость меньшей плотности, вследствие чего уменьшается забойное давление и при пластовом давлении, превышающем забойное, скважина фонтанирует.

2. Снижение уровня жидкости в скважине достигается методами свабирования, компрессорным, тартания. При свабировании с помощью поршня в колонне насосно-компрессорных труб постепенно снижают уровень жидкости, вследствие чего давление на забое уменьшается, и нефть и газ начинают поступать в скважину. При компрессорном способе (продавка скважины) в скважину нагнетают воздух или газ, происходит разгазирование жидкости, и забойное давление снижается.

Снижение уровня тартанием (желонкой) применяется в основном в разведочных скважинах для наблюдения за поведением уровня в скважине после его снижения.

Каждый из перечисленных методов имеет свои особенности и преимущества и применяется в зависимости от условий. Например, компрессорный метод более производительный, при его использовании уровень снижается скачками, что при рыхлых песчаниках вызывает разрушение стенок скважин, кроме того, резкий перепад давления может вызвать непредвиденный выброс.

При освоении газовых скважин перед вызовом притока газа с целью очистки забоя скважин глинистый раствор замеяют водой. Затем в газовую скважину спускают колонну фонтанных труб, по которым в дальнейшем происходит движение газа от забоя к устью, вызываемое продавливанием скважины сжатым воздухом или газом.

Глава 2

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

§ 1. Наблюдение за эксплуатацией скважин

Наблюдение за эксплуатацией скважин сводится к систематическому замеру дебитов газа и жидкости и содержания воды в добываемой жидкости (нефть + вода) не реже трех раз в месяц, а также к замеру забойных и пластовых давлений не реже одного раза в квартал во всех фонтанных, пьезометрических, контрольных и простояивающих скважинах.

Замеры дебитов газа, нефти и воды необходимы, во-первых, для учета добычи и, во-вторых, для изучения коллекторских свойств пластов, анализа разработки, планирования добычи и, наконец, для подсчета запасов нефти и газа.

Объем накопившейся жидкости за время замера t равен

$$Q_{\text{ж}} = Vh_2; \quad (\text{II.3})$$

объем накопившейся нефти за это время составляет

$$Q_{\text{н}} = (h_2 - h_1 - h_3)V, \quad (\text{II.4})$$

где $Q_{\text{ж}}$, $Q_{\text{н}}$ — соответственно объем жидкости и нефти, м^3 ; h_1 , h_2 , h_3 — высота соответственно столба нефти в мернике до накопления жидкости, жидкости (нефть + вода) к окончанию замера и нефти после спуска накопившейся воды, см; V — объем слоя высотой 1 см (м^3), равный $\pi D^2/400$ (здесь D — диаметр мерника, м).

Дебит нефти, т/сут

$$q = \frac{Q_{\text{н}}\delta_{\text{н}}24}{t}. \quad (\text{II.5})$$

В случае присутствия соленых вод следует делать поправку за количество соли, которое остается в нефти.

§ 2. Методы исследования нефтяных скважин

Основная цель исследования скважин — определение потенциально возможного дебита нефти и проницаемости коллектора.

К наиболее распространенным относятся методы: пробных откачек или установившихся отборов, восстановления давления.

Метод пробных откачек. Этот метод заключается в последовательном изменении режима эксплуатации скважины с одновременным замером дебита и забойного давления, после того как в скважине устанавливается приток при каждом новом режиме ее работы. Ряд таких замеров позволяет определить зависимость дебита от забойного давления:

$$q = K(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}), \quad (\text{II.6})$$

где q — дебит нефти, т/сут; $p_{\text{пл}}$, $p_{\text{заб}}$ — соответственно пластовое и забойное давление, Па; K — коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сут})$.

При обработке данных исследования скважин по методу откачек для наглядности и для графических расчетов строят кривые. При этом по оси абсцисс откладывают дебиты в т/сут или в $\text{м}^3/\text{сут}$, а по оси ординат — перепады давления в 0,018 МПа. Кривая зависимости дебита скважины от перепада давления называется индикаторной.

При эксплуатации скважин с забойными давлениями выше давления насыщения коэффициент продуктивности — величина постоянная, и индикаторная кривая имеет вид прямой.

По величине коэффициента продуктивности можно рассчитать усредненную проницаемость пласта, пользуясь формулой Дюпюи

$$qk_{\text{пп}} = \frac{23,6k_{\text{пп}}h(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}{\mu(\lg R - \lg r_{\text{пп}})}, \quad (\text{II.7})$$

где q — дебит, т/сут (при атмосферных условиях); h — мощность пласта, м; $k_{\text{пп}}$ — проницаемость, мкм^2 ; $k_{\text{пп}}$ — коэффициент для перевода 1 т в атмосферных условиях в м^3 в пластовых условиях; μ — вязкость пластовой жидкости, $\text{мПа} \cdot \text{с}$; R — среднее расстояние между скважинами, м; $r_{\text{пп}}$ — радиус скважины (приведенный), м; $p_{\text{пл}}$ — пластовое давление, равное давлению между скважинами, МПа; $p_{\text{заб}}$ — давление на забое скважины во время ее работы, МПа.

Из формулы (II.7) следует, что проницаемость пласта равна

$$k_{\text{пп}} = \frac{\mu Q k_{\text{пп}} \lg R / r_{\text{пп}}}{23,6h(p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}})}. \quad (\text{II.8})$$

При эксплуатации скважин с забойными давлениями ниже давления насыщения индикаторная кривая приближается по форме к параболе. Это объясняется тем, что в этих условиях в зоне влияния скважины образуется двухфазный поток. При этом чем больше перепад, тем большую долю занимает газовая фаза. Вязкость нефти увеличивается. Это ведет к снижению коэффициента продуктивности.

Прогноз дебита при заданном давлении и определение проницаемости

пласта в скважинах, эксплуатируемых при режиме растворенного газа, могут быть осуществлены путем расчета значений относительного коэффициента фазовой подвижности $k_{\text{пп}}/\mu$.

В результате аналитической обработки материала исследования очень большого числа скважин составлена система двух уравнений, позволяющая рассчитать величину критического давления, при котором скважина переходит на подачу чистого газа, и дебит скважины для заданного перепада давления:

$$q k_{\text{пп}} = \frac{23,6 k_{\text{пп}} (p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}) (p_{\text{заб}} - p_{\text{кр}})}{\mu \lg \frac{R}{r} (p_{\text{нас}} - p_{\text{кр}})}; \quad (\text{II.9})$$

$$p_{\text{кр}} = 0,9 \frac{\alpha p_{\text{нас}}}{1 - \alpha}, \quad (\text{II.10})$$

где α — коэффициент растворимости газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$; $p_{\text{пл}}$, $p_{\text{заб}}$, $p_{\text{нас}}$, $p_{\text{кр}}$ — давление соответственно пластовое, забойное, насыщения, критическое, МПа; $q k_{\text{пп}}$ — дебит нефти, приведенный к пластовым условиям, $\text{м}^3/\text{сут}$.

Метод восстановления давления: этот метод основан на законах упругого распределения давления в пласте после остановки скважины. Дифференциальный манометр дает возможность замерять изменение давления через каждую минуту.

Данные изменения давления во времени обрабатывают: по оси ординат откладывают приращения давления (Δp), по оси абсцисс — логарифм времени ($\lg t$).

Первая часть кривой, имеющая форму «гусиной шейки», соответствует притоку жидкости на забой скважины за счет разницы давлений $p_{\text{пл}} - p_{\text{заб}}$; вторая часть кривой, прямолинейный участок, соответствует возрастанию давления в скважине за счет упругих сил всего пласта.

Коэффициент проницаемости определяется по наклону прямолинейного участка

$$k_{\text{пп}} = \frac{2,3 q \mu}{i 4 \pi h_{\text{эф}}}, \quad (\text{II.11})$$

где $k_{\text{пп}}$ — коэффициент проницаемости всей зоны дренажа, мкм^2 ; q — дебит скважины перед остановкой, $\text{м}^3/\text{с}$; μ — вязкость жидкости в пластовых условиях, $\text{мПа}\cdot\text{с}$; $h_{\text{эф}}$ — эффективная мощность пласта, см; i — угловой коэффициент, равный тангенсу угла наклона прямолинейного участка к оси времени,

$$i = \frac{\Delta p_2 - \Delta p_1}{\lg t_2 - \lg t_1}, \quad (\text{II.12})$$

где Δp_2 , Δp_1 — крайние точки давления, взятые на прямолинейном участке; $\lg t_2$, $\lg t_1$ — соответствующие значения логарифмов времени.

§ 3. Исследование газовых скважин и установление режима их эксплуатации

Исследование газовых скважин производится для установления зависимости дебита газа от противодавления. Оно начинается с продувки скважины в течение 15—20 мин. За это время забой успевает очиститься. Затем скважину закрывают для восстановления давления до пластового.

Устье скважины оборудуют прувером с наименьшим отверстием. Открывают задвижку и ожидают установившегося истечения. Оно фиксируется постоянным давлением перед шайбой и в затрубном пространстве. После достижения установившегося состояния фиксируют давление перед шайбой в затрубном пространстве и температуру газа. Потом закрывают задвижку, меняют шайбу на другую с несколько большим отверстием. Открывают задвижку и после установившегося истечения вновь записывают значения давления и температуры. Так повторяют несколько раз и с каждый разом увеличивают отверстие шайбы.

Обработка результатов исследования сводится к следующему. Вначале по давлению на устье скважины подсчитывают давление на забое для каждой шайбы по формулам или эмпириическим графикам. Устанавливают дебит газа для каждой шайбы.

Дальнейшую обработку результатов исследования производят по уравнению

$$p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2 = aq + bq^2, \quad (\text{II.13})$$

где q — дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$ или тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$ (в нормальных условиях); a , b — постоянные параметры.

Уравнение (II.13) приводят к виду

$$\frac{p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2}{q} = a + bq. \quad (\text{II.14})$$

Уравнение (II.14) является уравнением прямой, поэтому оно удобно для экстраполяции. Далее на графике откладывают по оси ординат значение $(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/q$, а по оси абсцисс q .

Числовые значения параметров a и b находят по графику. Для любых значений q и $(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/q$

$$b = [(p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/q_1 - (p_{\text{пл}}^2 - p_{\text{заб}}^2)/q_2] / (q_1 - q_2). \quad (\text{II.15})$$

При выборе режима работы газовой скважины руководствуются следующими положениями: забой скважины не должен разрушаться: должны отсутствовать песчаники и частицы цементирующего материала породы в струе газа; не должна затягиваться подошвенная вода, газ должен быть сухим; оборудование устья скважины не должно вибрировать; если вибрация наблюдается, необходимо снизить дебит.

§ 4. Документация и хранение материалов по эксплуатации скважин и пласта

Большой материал информации, получаемый в результате наблюдения за эксплуатацией скважин и их исследования, необходимо систематизи-

ровать и хранить в таком порядке, который, во-первых, позволял бы легко находить нужные сведения, во-вторых, был бы удобен для обработки.

Опыт наблюдения за эксплуатацией скважин и разработкой отдельных залежей и месторождений показал, что материал по бурению и эксплуатации удобнее всего хранить по следующим разделам:

1) материалы геофизического исследования скважин (каротажные диаграммы);

2) дело бурящейся скважины;

3) книги описания кернового материала, книги результатов исследования проницаемости и пористости кернового материала по скважинам;

4) дело добывающей скважины;

5) эксплуатационные карточки по отдельным скважинам;

6) эксплуатационные карточки по эксплуатационным объектам;

7) карточки замеров давления в скважинах,

8) дело протоколов и решений совещаний по разработке нефтяной залежи или месторождения в целом.

Каротажные диаграммы и материалы геофизических исследований надо хранить в специальных прочных конвертах, заведенных отдельно для каждой скважины. Конверты должны лежать в специальном шкафу с ячейками. В каждой ячейке удобно помещать по 100 конвертов. Над каждой ячейкой следует сделать надписи номеров скважин, например 1—100, 101—200 и т. д.

В дело бурящейся скважины следует включать все документы, относящиеся к периоду бурения, начиная с проекта бурения и кончая актом сдачи скважины в эксплуатацию.

В дело добывающей скважины подшивают все решения по скважине, результаты исследований, графики замеров давлений (иногда для замеров давлений заводят отдельную карточку). В дело скважины необходимо вкладывать описания всех произведенных ремонтов в ней и указывать переводы скважины с одного горизонта на другой, подшивать акты всех работ, существенно меняющих техническое состояние скважины. Обычно дело заканчивается актом ликвидации скважины.

Данные по добыче нефти, воды и газа необходимо записывать в специальные карточки, предназначенные для каждого эксплуатационного объекта и по каждой скважине отдельно. При переводе скважины на другой эксплуатационный объект заводят новую эксплуатационную карточку, которая хранится в картотеке соответствующего эксплуатационного объекта. Таким образом, скважина может иметь несколько эксплуатационных карточек соответственно числу пластов, которые в ней эксплуатировались. Обычно она включает данные эксплуатации за шесть лет (или за двенадцать, если заполняется с двух сторон).

Форма эксплуатационной карточки по скважине приведена в табл. 4.

По графикам 2, 3, 6, 7, 8 на каждый год подбивают итоги и подсчитывают средние значения содержания воды в продукции и газового фактора.

Форма эксплуатационной карточки по эксплуатационному объекту приведена в табл. 5.

В графе 6 табл. 5 указывается накопленная добыча нефти в процентах от извлекаемых запасов, а в графе 7 — от балансовых.

Таблица 4

№ скважины . . . Пласт . . . Начало эксплуатации
Глубина Диаметр колонны Интервал простояла

Год и месяц	Добыча за месяц, т		Добыто с начала эксплуатации, тыс. т		% воды	Добыча газа, тыс. м ³	Газовый фактор, м ³ /т	Способ эксплуатации
	нефти	воды	нефти	воды				
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Таблица 5

Месторождение

Пласт

Год	Добыча за год, тыс. т		Добыто с начала эксплуатации				Закачано воды, тыс. м ³		Фонд действующих скважин		Число пробуренных скважин	
	нефти	воды	тыс. т		% от запасов нефти		за год	с начала закачки	действующих	нагнетательных	добывающих	нагнетательных
			нефти	воды	Q _{нз}	Q _б						
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13

К карточке по объекту прикладывают паспорт объекта, в котором указывают фактические характеристики нефти, воды и газа, литологию, проницаемость и пористость коллектора, глубину, температуру и начальное пластовое давление в залежи, балансовые запасы нефти (газа), подсчитанные на различные даты, и принятые при этом коэффициенты извлечения и величины извлекаемых запасов нефти (газа).

§ 5. Обобщение материалов эксплуатации и исследования скважин для анализа и контроля за разработкой нефтяной залежи

Для контроля за разработкой нефтяной залежи необходимо строить: 1) карты распределения пластового давления; 2) планы-диаграммы, показывающие распределение добычи нефти и воды; 3) карты обводненности скважин и перемещения контуров нефтеносности; 4) карты зональной проницаемости и проводимости пласта; 5) кривые, характеризующие состояние разработки залежи.

Наблюдение за темпами отбора жидкости и обводнением пласта. Для наблюдения за темпами отбора нефти, воды и за обводнением пласта составляют карты добычи нефти и воды (планы-диаграммы). В условиях разработки залежей платформенного типа планы-диаграммы совмещают с картами изобар, как это показано на рис. 62. Для месторождений с углами падения пластов 4–6° и выше планы-диаграммы надо строить на структурной основе.

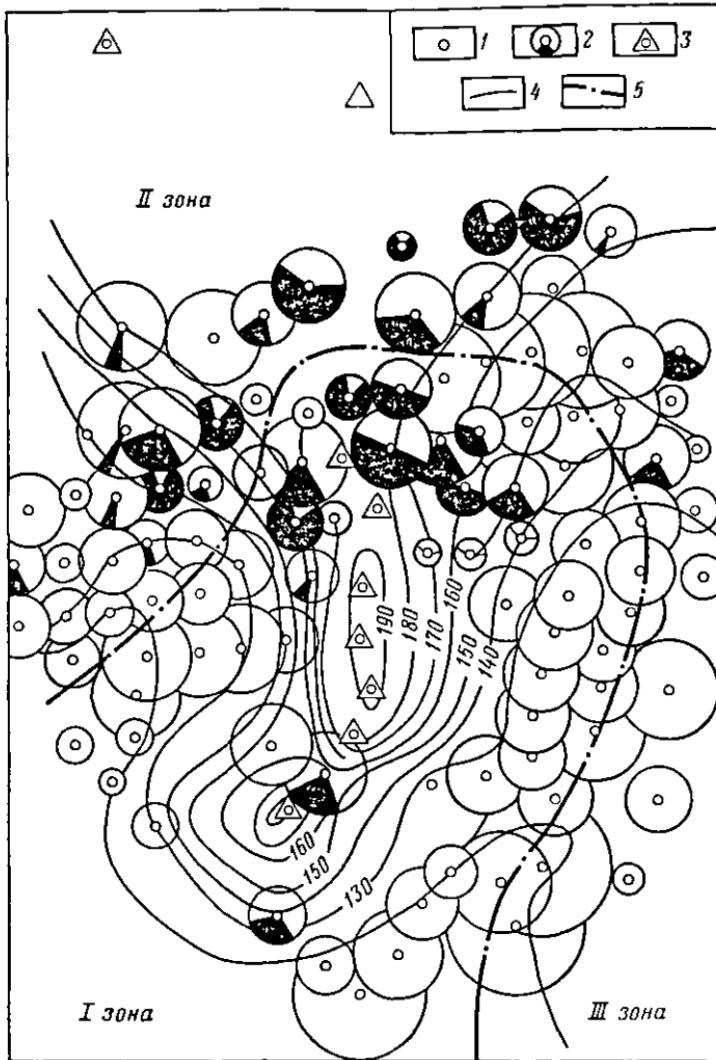


Рис. 62. Пример карты изобар и плана-диаграммы:

1 — добывающие скважины; 2 — площадь круга, пропорциональная добыче жидкости (незалитое поле — нефть, залитое — вода); 3 — нагнетательные скважины; 4 — изобары; 5 — линия, соединяющая зоны наименьших давлений

На плане-диаграмме в точке расположения скважины вычерчивают кружок, площадь которого (в масштабе) показывает общую добычу жидкости, плюс воду.

Для выделения вод по происхождению (верхние, нижние, пластовые) сектор воды может быть дополнен соответствующим литером или условной штриховкой.

На планах-диаграммах обязательно должны быть нанесены как начальные, так и текущие внешние и внутренние контуры нефтеносности.

Внутренний текущий контур, или фронт продвижения воды, проводят по скважинам, в которых за отчетный период появилась вода. Внешний текущий контур нефтеносности наносят по скважинам, которые полностью обводнились. В условиях эксплуатации залежей платформенного типа контуры нефтеносности часто проводят с помощью построения геологических профилей. Точки пересечения кровли пласта с линией ВНК переносят на карту и, соединяя их, получают линию внешнего контура нефтеносности. Внутренний контур нефтеносности вычерчивают путем соединения точек, соответствующих пересечению линии ВНК с подошвой пласта. Контуры выравнивают по соответствующему распределению отбора жидкости и закачки воды по скважинам.

Прослеживание продвижения контуров при помощи геологических профилей практически возможно только через большие промежутки времени (3—4 года) по мере накопления материала. В то время как карты изобар строят на каждый квартал, планы-диаграммы — не реже одного раза в год.

Для наблюдения за обводнением пласта удобно одновременно с планами-диаграммами строить карты обводненности, на которых точки равной обводненности продукции соединяют линиями равной обводненности, выраженной в процентах. Точки равной обводненности находят путем пропорциональной интерполяции по прямой, соединяющей скважины с разными содержаниями воды в их продукции. Рекомендуется проводить линии обводненности, которые характеризуют содержание воды 25; 50; 70; 80; 90; 95; 98 и 100 % (последняя линия является внешним контуром нефтеносности).

Построение карт зональной проницаемости и проводимости. Опыт построения карт проницаемости пласта в изолиниях показал практическую непригодность этого способа. Значительно лучше строить карты зон проницаемости: высокой, низкой и средней.

На первом этапе выделяют две зоны: высокой проницаемости, которая характеризуется высокими начальными дебитами скважин и, как правило, фонтанной эксплуатацией; низкой проницаемости, которая характеризуется низкими дебитами и глубинно-насосной эксплуатацией. В условиях платформенных залежей Башкирии и Татарии к скважинам с низким дебитом можно отнести скважины, средний дебит которых в 20 раз меньше среднего дебита для зон высокой проницаемости.

Путем сопоставления плана-диаграммы с картой эффективной мощности песчаников устанавливают изопахиту, которая ограничивает зону нахождения скважин высокой производительности. В условиях Туймазинского месторождения все фонтанные скважины расположены в зоне, где мощность песчаников 10 м и больше. Изопахитой, которая описывает зоны скважин с низким дебитом, является изопахита 2 м.

После выделения зон высокой и низкой проницаемости все промежуточные участки автоматически относятся к зоне со средней проницаемостью. В Туймазах к зоне средней проницаемости относятся песчаники с эффективной мощностью от 2 до 10 м.

На втором этапе рассчитывают среднюю проницаемость песчаников каждой зоны. Для этого находят среднюю проницаемость зоны по данным исследования скважин, расположенных в пределах каждой зоны.

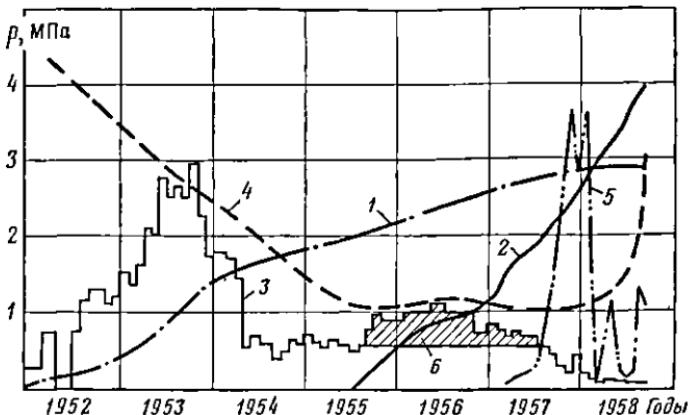


Рис. 63. Кривые, характеризующие разработку залежи:

1 — нарастающая суммарная добыча нефти; 2 — нарастающая закачка воды; 3 — месячная добыча нефти; 4 — изменение пластового давления; 5 — отбор воды; 6 — дополнительная добыча нефти в результате закачки воды

На третьем этапе составляют карту проводимости пласта путем наложения карты эффективной мощности песчаников на карту зональной проницаемости и перемножения мощности на среднюю проницаемость.

Построение кривых, характеризующих состояние разработки залежи. Для характеристики состояния разработки залежи и режима ее работы строят следующие кривые:

1) дебит — время ($q - t$); показывают изменение добычи нефти из залежи в течение всего периода эксплуатации (месячная или годовая добыча);

2) давление — время ($p - t$); показывают изменение среднего пластового давления в процессе эксплуатации по кварталам или годам (в пределах одной и той же площади);

3) добыча воды — время ($q_w - t$);

4) накопленная добыча — время ($\sum q - t$); показывают накопленную добычу нефти с начала эксплуатации залежи;

5) закачка воды — время ($q_{зак} - t$); показывают количество закачанной воды в пласт в течение месяца или года;

6) суммарное количество закачанной воды в пласт — время ($\sum q_{зак} - t$) с начала организации работ по закачке;

7) газовый фактор — время ($G - t$);

8) фонд эксплуатационных скважин — время ($N_{экс} - t$).

Кривые ($q - t$), ($q_w - t$), ($p - t$) и ($G - t$) используют также для установления режима работы залежи.

Для анализа зависимости изменения среднего пластового давления во времени от динамики отбора из пласта нефти, газа и воды, а также от темпа закачки воды в пласт строят графики (рис. 63).

Из рис. 63 видно, что с момента начала закачки воды пластовое давление стабилизировалось, добыча нефти возросла почти вдвое.

Конец эксплуатации залежи характеризуется очень малым отбором нефти и жидкости и резким ростом пластового давления.

При анализе разработки необходимо определить технологическую и экономическую эффективности применяемых мероприятий по воздействию на пласт. Эффективность различных мероприятий можно оценить путем сложных гидродинамических расчетов или методами натурного моделирования, которые описаны ниже.

При оценке эффективности применяемых мероприятий по воздействию на пласт необходимо принимать во внимание не только величину добычи нефти, но и сокращение сроков разработки, уменьшение эксплуатационного фонда скважин и объема буровых и эксплуатационных работ, обеспечение высокого текущего уровня добычи нефти, снижение себестоимости 1 т нефти и т. п.

§ 6. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений

Задачи, решаемые геофизическими методами. Под контролем за разработкой нефтяных и газовых залежей понимают комплекс гидродинамических, геофизических и лабораторных исследований, проводимых для изучения характера изменения нефтегазонасыщенности пластов. На основе этих исследований регулируют процесс разработки залежи с целью наиболее полного извлечения нефти и газа. По данным геофизических исследований — основных в комплексе различных методов контроля за разработкой, изучают процесс вытеснения нефти и газа в пласте, определяют эксплуатационные характеристики пласта и техническое состояние скважин.

Наиболее сложная задача — изучение процесса вытеснения нефти и газа в пласте. Для ее решения привлекают материалы геофизических исследований по всему фонду скважин на месторождении. Надежные сведения о нефтегазонасыщенности пластов получают по их удельному сопротивлению, измеряемому методами электрометрии в необсаженных, ранее пробуренных и вновь бурящихся дополнительных и оценочных скважинах. Однако они характеризуют пластины только на дату бурения скважины. Менее надежна характеристика текущей нефтегазонасыщенности пластов по материалам исследования методами НГК, ИННК в обсаженных скважинах, особенно перфорированных пластов, в которых может образоваться зона проникновения.

Эксплуатационные характеристики пластов устанавливают по данным геофизических исследований в работающих скважинах. Так как при работе скважин может произойти нарушение целостности колонны и цементного камня за нею, эти исследования всегда дополняют методами контроля технического состояния скважин.

Эффективность геофизических методов контроля за разработкой нефтяных и газовых залежей повышается при правильном выборе фонда изучаемых скважин, их местоположения на площади залежи, очередности и периодичности проведения в скважинах исследований.

Изучение процесса вытеснения нефти и газа в пласте. Качественное изучение процесса вытеснения заключается в определении характера

текущей насыщенности пласта (нефть, газ, вода), что для отдельной скважины сводится к определению положения текущих ВНК и ГЖК. Количественное изучение процесса вытеснения заключается в определении коэффициентов текущей и остаточной нефтегазонасыщенности. Для этого проводятся периодические исследования в скважинах, расположенных по периметру текущих контуров нефтегазоносности и фронтов заводнения.

По результатам этих исследований устанавливают скорости перемещения и положение на фиксируемую дату контуров нефтегазоносности и фронтов заводнения, что позволяет, во-первых, прогнозировать их продвижение по залежи, экстраполируя скорость перемещения на последующий период с учетом изменения фильтрационных свойств пласта по площади; во-вторых, оценить текущий коэффициент извлечения по заводненной части залежи методом материального баланса.

Подъем ВНК, ВГК, НГК можно установить по данным геофизических исследований в необсаженных скважинах, пробуренных на месторождении после начала его разработки, а также в обсаженных (эксплуатирующихся) скважинах.

В необсаженных скважинах положение ВНК (ВГК) определяют по данным стандартного метода кажущихся сопротивлений. На диаграммах КС ВНК отмечается резким переходом от высоких показаний, характерных для нефтегазонасыщенной части пласта, к низким, соответствующим водонасыщенной части того же пласта. Для этой цели обычно используют диаграммы КС подошвенных градиент-зондов большой длины, на которых ВНК (ВГК) отбивается по четко выраженному максимуму КС (рис. 64).

В действительности граница раздела между нефтегазонасыщенной и водонасыщенной частями пласта нерезкая. Между ними вследствие капиллярного подъема воды образуется переходная зона, в которой водонасыщенность изменяется от 100 % в полностью водонасыщенной части пласта до минимальной (остаточной) водонасыщенности в верхней части пласта. Максимум на кривых подошвенных градиент-зондов соответствует кровле переходной зоны.

НГК не отмечается на диаграммах КС, так как удельные сопротивления нефтенасыщенных и газонасыщенных пластов мало разнятся между собой.

При небольшой глубине проникновения промывочной жидкости в пласт НГК (ВГК) в необсаженной скважине можно отметить по диаграммам НК. При переходе от нефтенасыщенной или водонасыщенной части пласта к газонасыщенной наблюдается повышение показаний на диаграммах, связанное с меньшим водородосодержанием газонасыщенной породы.

В обсаженных скважинах изменение положения ВГК (НГК) устанавливают по данным НК. При этом четкость отбивки контакта в обсаженной скважине больше, чем в необсаженной, так как после обсадки скважины колонной и ее цементирования в зоне проникновения фильтрата промывочной жидкости через непродолжительное время восстанавливается близкое к первоначальному распределение воды, нефти и газа.

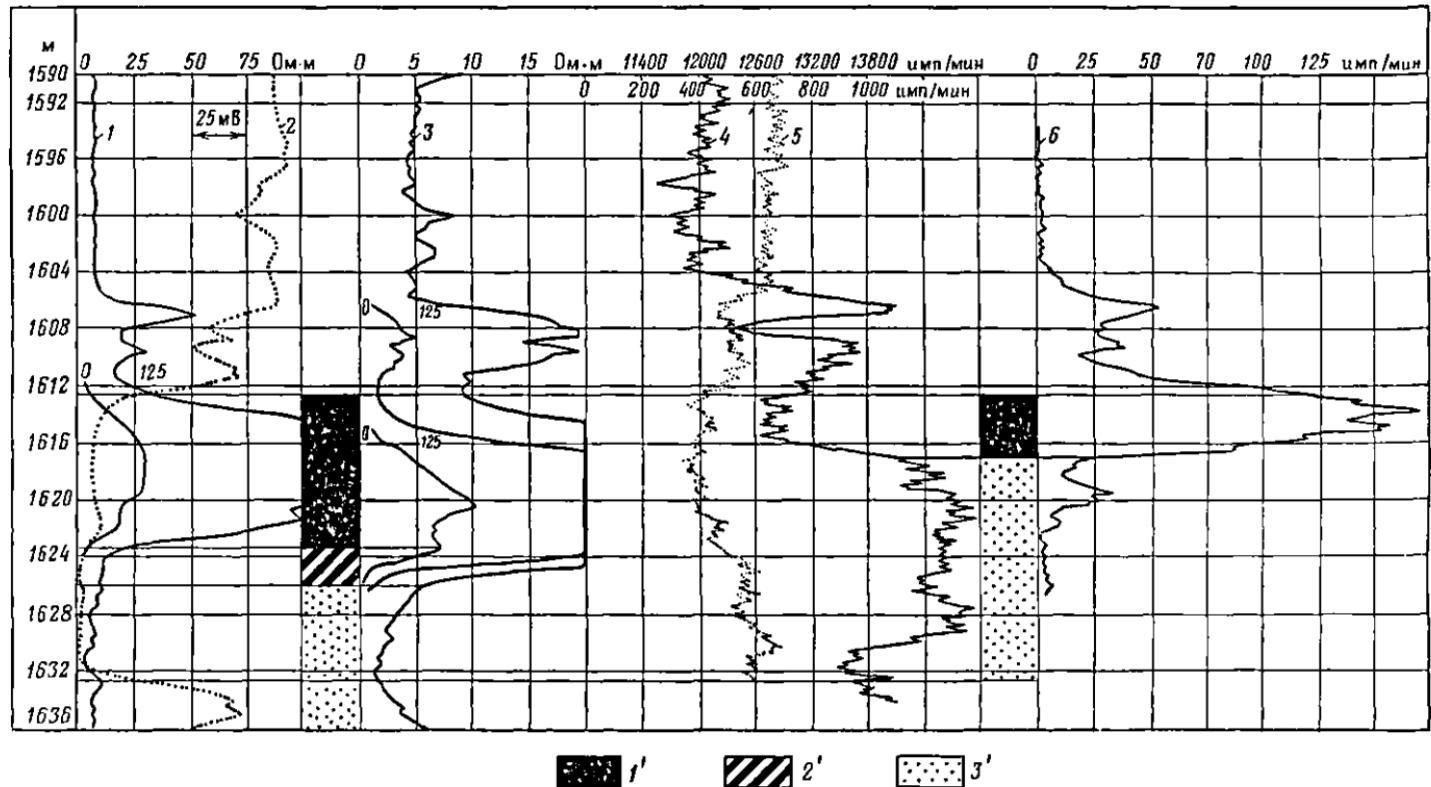


Рис. 64. Определение ВНК по данным геофизических методов:
 1 — диаграмма КС стандартного зонда B7,5AO,75M; 2 — диаграмма ПС;
 3 — диаграмма КС зонда M20,5B; 4 — диаграмма НГК-50;
 5 — диаграмма ГК; 6 — диаграмма ИННК-32.

Положение ВНК в обсаженных скважинах также определяют по данным НК (исключая нейтронный метод по надтепловым нейтроном). Переход от водонасыщенной части пласта к нефтенасыщенной отмечается понижением показаний на диаграммах НГК и, наоборот, повышением показаний на диаграммах ННКТ. Абсолютное изменение показаний НГК и ННКТ на ВНК невелико, поэтому эти методы можно использовать для определения ВНК только при значительной минерализации пластовых вод (не менее 150 г/л).

Значительно большей чувствительностью к изменению содержания хлора в пласте обладают импульсные нейтронные методы. Если время, прошедшее от посылки импульса нейтронов в породу до начала измерений (время задержки), достаточно велико, то на кривой ИННК показания против нефтенасыщенной части пласта во много раз больше, чем против водонасыщенной. Высокая разрешающая способность ИННК дает возможность определять ВНК в пластах с малой минерализацией пластовых вод (25—30 г/л при пористости пласта $k_n > 20\%$).

Контроль за изменением газонасыщенности пластов на газовых месторождениях и в подземных газохранилищах осуществляется в основном методом НГК с зондами длиной 60—80 см. В этом случае лучшие результаты получаются при низкой минерализации пластовых вод, так как с увеличением содержания хлора в пластовой воде уменьшается снижение показаний НГК при обводнении газонасыщенного пласта.

Текущую нефтенасыщенность пластов определяют по данным ИННК (ИНГК), когда пласти обводняются минерализованной водой. Если вода в пласте огрунена, обводненность пласта находят по данным геофизических методов изучения состава жидкости в перфорированном интервале работающих скважин.

Для выделения обводненных интервалов и оценки степени их выработки можно эффективно использовать данные измерений методами сопротивлений в скважинах, обсаженных электронепроводящей или полупроводящей обсадными колоннами.

Изучение эксплуатационных характеристик перфорированных пластов в действующих скважинах. При интерпретации данных геофизических исследований в действующих скважинах определяют следующие характеристики перфорированных пластов: мощность отдающих (поглощающих) интервалов; профиль притока (приемистости); местоположение обводненных интервалов в пластах.

На основе этих данных решают многие важные задачи контроля за разработкой нефтяных месторождений, например: устанавливают степень охвата залежи заводнением; определяют коэффициент продуктивности коллекторов; распределяют накопленную добывчу (объем закачанной воды) по отдельным пластам для оценки текущего коэффициента извлечения по заводненной части залежи; устанавливают фронт вытеснения нефти и др.

Для оценки эксплуатационных характеристик перфорированных пластов применяют методы механической и термокондуктивной расходометрии, методы изучения состава смеси в колонне и термометрию.

В механических расходомерах применяется датчик турбинного типа — вертушка, скорость вращения которой пропорциональна объемному

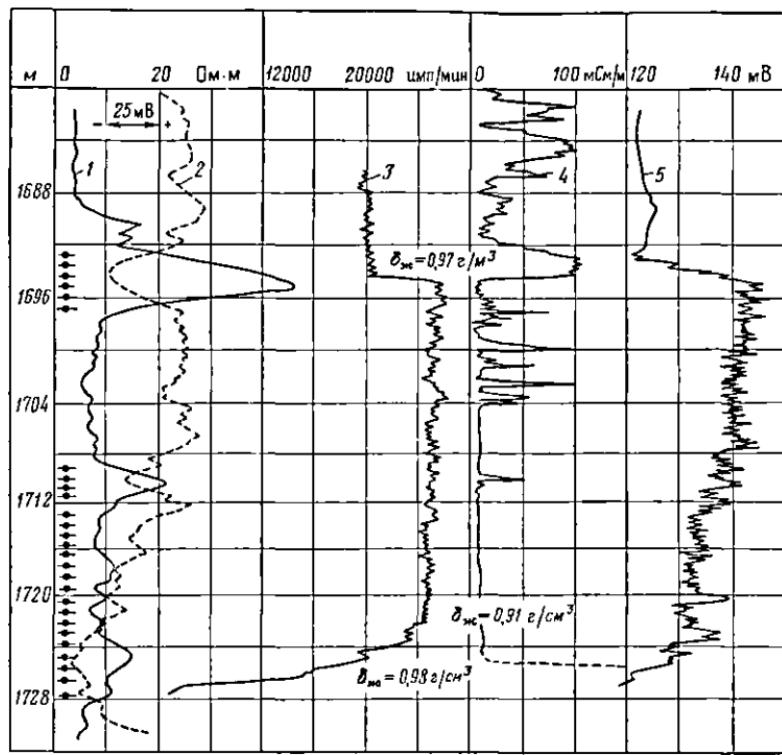


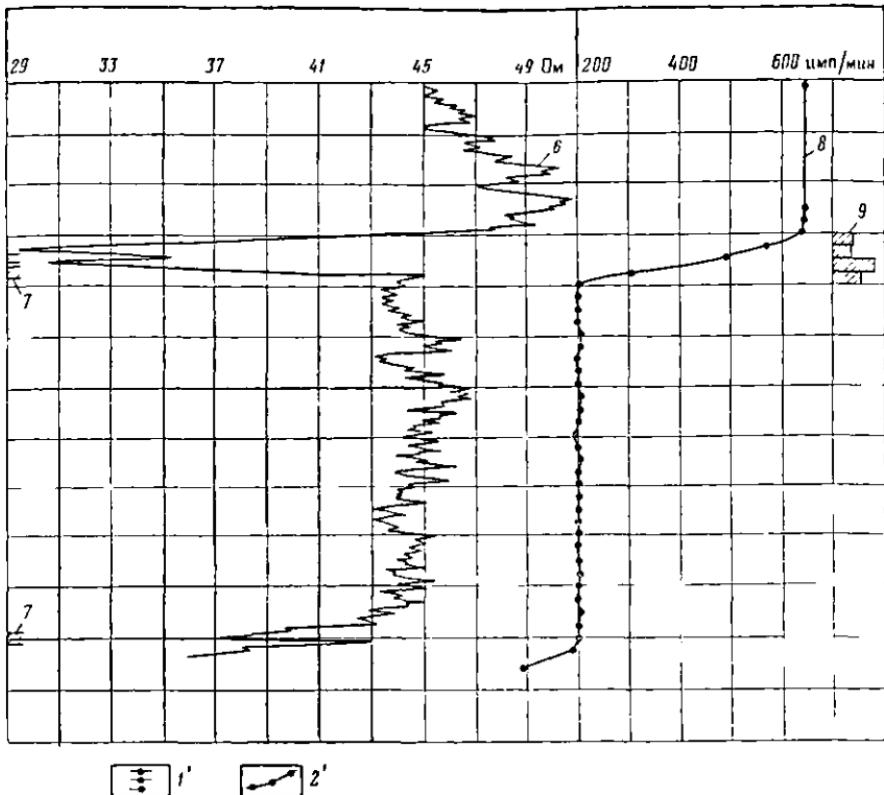
Рис. 65. Пример выделения обводненных прослоев в интервале перфорации по кривым расходомеров (СТД, РГД) и приборов изучения состава жидкости (ГГП, ИР, влагомер) в стволе работающей скважины.

Диаграммы: 1 — КС стандартного зонда В7,5АО,75М; 2 — ПС; 3 — гамма-гамма-плотномера ГГП; 4 — индукционного резистивиметра ИР; 5 — влагомера; 6 — расходомера СТД; 7 — работающие прослои по данным СТД; 8 — интегральная кривая притока по данным РГД; 9 — профиль притока по данным РГД. 1' — интервалы перфорации; 2' — точки замера расходомером РГД

расходу жидкости, проходящей через прибор. При измерениях определяют частоту вращения датчика n (число оборотов в единицу времени). Измерения проводят в интервале перфорации при подъеме прибора. При этом вначале регистрируют непрерывную кривую, по которой затем выбирают участки для точечных измерений с пакеровкой прибора. Для повышения точности в каждой точке делают несколько замеров. Исследования в действующих скважинах проводят при установившемся режиме их работы.

Обработка данных измерений заключается в построении интегральной и дифференциальной кривых притока q (приемистости). Для этого с помощью градунровочной зависимости n , об/мин = $f(q, m^3/\text{сут})$ для данного расходомера переходят к объемному расходу жидкости на каждой глубине, по которому строят интегральную кривую.

Дифференциальную кривую получают перестройкой интегральной кривой в ступенчатую, для чего определяют приток (приемистость)



прослоев по разности величин расхода жидкости в соседних точках (рис. 65).

В термокондуктивных расходомерах используется зависимость температуры нагретого термодатчика от скорости омывающего его потока флюида. Датчиком является резистор, подогреваемый током до температуры, превышающей температуру окружающей среды. Величина приращения температуры датчика определяется либо по измерениям приращения его сопротивления ΔR (прибор типа СТД), либо по измерениям приращения частоты Δf , когда датчик включен в частотную схему.

Недостаток метода — сложность учета факторов, влияющих на показания прибора. Поэтому термокондуктивные расходомеры используют только качественно как индикаторы притока. В то же время метод обладает более высокой (по сравнению с механической расходометрией) чувствительностью в диапазоне низких дебитов. В приборе отсутствуют пакерующие устройства и движущиеся механические элементы, что обеспечивает надежность его эксплуатации.

Измерения проводятся при подъеме прибора с постоянной скоростью. При этом регистрируется кривая приращения температуры датчика ΔT или сопротивления $\Delta R(\Delta f)$.

На кривой интервалы притока отмечаются значительным снижением показаний от подошвы к кровле в каждом работающем интервале.

Интерпретация данных расходометрии заключается в выявлении всех отдающих (поглощающих) интервалов в исследуемой скважине, определении мощности отдающих (поглощающих) пластов и установлении их соответствия эффективной мощности пластов, найденной по промыслово-геофизическим данным и вскрытой перфорацией. При оценке степени соответствия вскрытой перфорацией и работающей мощностей пластов необходимо учитывать следующее.

Интервалы притока (поглощения) в скважину не всегда соответствуют отдающим (поглощающим) интервалам пласта вследствие несовершенства вскрытия пласта, негерметичности цементного камня в зоне перфорации и несовершенства применяемых методов исследования и аппаратуры. Например, нижняя граница притока, установленная по данным механических расходомеров, находится, как правило, выше истинной из-за недостаточной пороговой чувствительности приборов ($5 \div 10 \text{ м}^3/\text{сут}$). При качественной интерпретации данных расходометрии делают заключение о возможных причинах несоответствия вскрытой и работающей мощностей пласта. Если пласт имеет по промыслово-геофизическим данным низкие коллекторские свойства, то одной из вероятных причин отсутствия из него притока является недостаточный (чтобы вызвать в пласте фильтрацию жидкости) градиент давления. Если приток отсутствует из пласта с хорошими коллекторскими свойствами, то это может быть связано с несовершенством вскрытия и засорением призабойной части пласта.

Поток в стволе скважины обычно представляет собой смесь, компоненты которой отличаются друг от друга по физическим свойствам (плотности, диэлектрической проницаемости, электрической проводимости и т. п.). Определение одного из физических свойств смеси положено в основу методов, изучающих состав смеси в стволе скважины. На практике применяют методы гамма-гамма-плотнотметрии (ГГП), влагометрии, индукционной резистивиметрии и др.

В методе ГГП измеряют интенсивность гамма-излучения $I_{\gamma\gamma}$, проходящего через скважинную среду от гамма-источника, расположенного в скважинном приборе. Величина $I_{\gamma\gamma}$ находится в обратной зависимости от плотности среды в стволе скважины. При измерениях одновременно с кривой $I_{\gamma\gamma}$ записывают также кривую ГК, которую используют для исключения естественного гамма-фона из показаний плотнотметра, а также для привязки диаграммы ГГП к глубине скважины.

При обработке диаграммы ГГП переходят от значения $I_{\gamma\gamma}$ к плотности жидкости в скважине. Для этого определяют величину отношения $I_{\gamma\gamma}/I_{\gamma\gamma\text{пр.в.}}$, где $I_{\gamma\gamma\text{пр.в.}}$ — интенсивность гамма-излучения, измеренная тем же прибором в пресной воде плотностью $\delta_0 = 1 \text{ г}/\text{см}^3$. Затем по градуировочной кривой зависимости $I_{\gamma\gamma}/I_{\gamma\gamma\text{пр.в.}} = f(\delta_*)$, которую строят заранее по данным измерений в жидкостях различной плотностью δ_* , находят плотность исследуемой жидкости в скважине. Удобнее по градуировочной кривой подсчитывать значения $I_{\gamma\gamma}$ для ряда заданных δ_* и наносить рядом со шкалой $I_{\gamma\gamma}$ диаграммы плотнотметра шкалу δ_* . Этой шкалой можно пользоваться в дальнейшем при интерпретации.

По найденному значению плотности жидкости $\delta_{ж}$ и известным величинам плотностей пластовой воды $\delta_в$ и нефти $\delta_н$ можно рассчитать обводненность жидкости в скважине по формуле

$$C_в = \frac{\delta_{ж} - \delta_н}{\delta_в - \delta_н}. \quad (II.16)$$

В методе влагометрии измеряют диэлектрическую проницаемость жидкости в скважине с помощью влагомеров, представляющих собой LC-генераторы, в колебательный контур которых включен конденсатор проточного вида. Между обкладками конденсатора движется исследуемая жидкость, поступающая в прибор. Применяют два типа влагомеров — пакерные и беспакерные. Если по сечению скважины обводненность жидкости неодинакова, что бывает, например, при слабых притоках нефти в гидрофильтрующую смесь, необходимо использовать пакерные влагомеры, а измерения проводить по точкам. Беспакерные влагомеры в основном используют для выявления притоков воды в гидрофобную смесь при турбулентном потоке, когда смесь можно рассматривать как гомогенную. В этих условиях влагомеры обладают повышенной чувствительностью по сравнению с ГГП. Недостатком влагомеров является зависимость их показаний от структуры и дисперсности водонефтяной смеси.

При измерениях записывают на спуске прибора (или в отдельных точках) диаграммы частоты (или напряжения) в функции глубины скважины (см. рис. 65). На шкалу частот наносят также шкалу обводненности жидкости в скважине $C_в$, получаемую с помощью градуировочной зависимости для прибора:

$$\Delta f = (f_в - f_{см}) / (f_в - f_н) = f(C_в),$$

где $f_в$, $f_н$, $f_{см}$ — частота на выходе измерительного канала соответственно для воды, нефти и их смеси.

Если при сопоставлении непрерывные и точечные измерения совпадают, это свидетельствует об отсутствии заметного влияния относительной скорости движения компонент смеси на показания влагомера.

В методе индукционной резистивиметрии измеряют электропроводность жидкостного витка связи между генераторной и измерительной катушками посредством вихревых токов. Объемный виток создается колонкой жидкости в измерительном канале датчика и внешним объемом жидкости, окружающей датчик. При интерпретации анализируется форма кривой резистивиметрии (см. рис. 65) и величина удельной электропроводности жидкости в скважине $\delta_{ж}$.

По диаграмме индукционной резистивиметрии можно решать следующие задачи.

1. Определить степень однородности жидкости в скважине. В однородной жидкости кривая гладкая, в неоднородной изрезана выбросами в сторону больших или меньших электропроводностей.

2. Определить положение водонефтяного раздела в скважине, за который принимают границу между гидрофильтрующей (нефть в воде) и гидрофобной (вода в нефти) смесями. Эта граница отбивается резким

переходом от высокой электропроводности гидрофильной смеси к нулевой электропроводности гидрофобной смеси

3. Установить структуру гидрофильной смеси (капельная, четочная, переходная).

4. Выявить слабые притока нефти при большом содержании воды в колонне.

При интерпретации данных методов исследования состава жидкости в скважине необходимо учитывать тип смеси (гидрофильная и гидрофобная) и режим ее течения в скважине (ламинарный, турбулентный или переходный).

В восходящем потоке гидрофильной смеси, воды и нефти могут существовать все три режима, в гидрофобной — только турбулентный. Для ламинарного течения характерны большие различия в скоростях движения нефти и воды, тогда как для турбулентного течения эти различия минимальны. В результате величина обводненности жидкости в скважине C_b^* , определяемая методами исследования состава и характеризуемая как отношение площади сечения колонны, занятой водой, к площади полного сечения колонны, может отличаться от истинной обводненности C_b , определяемой как отношение дебита воды из пласта к суммарному дебиту пласта: $C_b^* \geq C_b$. Это различие уменьшается с ростом дебита при неизменном C_b . Различие максимально при ламинарном течении нефти через неподвижную воду и минимально при турбулентном течении гидрофобной среды.

Выявление обводненности интервалов проводится в определенной последовательности. Вначале устанавливают все отдающие пласти по данным методов исследования притоков. После этого интерпретируют диаграммы методов исследования состава жидкости. По диаграммам состава (в первую очередь по диаграмме резистивиметрии) устанавливают тип смеси на отдельных участках исследуемого интервала, отбивают водонефтяной раздел. Затем определяют режим течения смеси. При ламинарном режиме течения гидрофильной смеси ВНР служит и границей режимов. В гидрофильной смеси возможные границы существования отдельных режимов течения оценивают по числу Рейнольдса для воды

$$Re_b = \frac{4Q_b\delta_b}{\pi d_k \mu_b} \quad (II.17)$$

При $Re_b > 2320$ режим течения ламинарный, при $Re_b > 4000$ — турбулентный.

Далее выявляют все интервалы изменения C_b на диаграммах состава, которые интерпретируются как интервалы притока. Интервалам притока воды соответствуют интервалы увеличения C_b . Находят величину C_b для каждого интервала. Если режим турбулентный, обводненность жидкости в скважине, по данным методов изучения состава, соответствует обводненности продукции из пласта. В этом случае можно оценить количество воды ΔQ_b , поступающей из обводненного интервала, по формуле

$$\Delta Q_b = q_2 C_{b2} - q_1 C_{b1}, \quad (II.18)$$

определен по данным расходометрии дебиты q_2 , q_1 и используя значения обводненности C_{w2} , C_{w1} для участков выше и ниже этого интервала.

Пример выделения обводненных интервалов в перфорированных пластах, по данным комплексных исследований методами притока и состава, приведен на рис. 65. Признаки на кривых ГГП, влагомера, ИР указывают на то, что нижний работающий интервал отдает нефть, верхние — воду.

Глава 3.

ОХРАНА НЕДР И ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Обеспечение эффективной разработки нефтяных и газовых месторождений в целях достижения максимального использования недр достигается проведением мероприятий по охране недр. Также должно уделяться внимание и охране окружающей среды.

Выполнение требований по охране недр при бурении нефтяных и газовых скважин и в процессе их эксплуатации контролирует Государственный комитет по надзору за безопасным ведением работ в промышленности и горному надзору (Госгортехнадзор СССР).

§ 1. Охрана недр при разбуривании месторождения

В процессе бурения скважин для предотвращения открытого фонтанирования, выхода газа на поверхность, обвалов ствола скважины нефтяные, газовые и водоносные интервалы изолируют друг от друга, обеспечивают герметичность колонн и высокое качество их цементирования. После цементирования скважину испытывают согласно инструкции Госгортехнадзора.

Обнаруженные интервалы с признаками нефтегазоносности тщательно изучают для определения возможности получения из них промышленных притоков нефти и газа. Для предотвращения значительного проникновения промывочной жидкости в пласт при прохождении этих интервалов другими скважинами необходимо соблюдать меры по охране недр.

Первоочередные эксплуатационные объекты месторождения следует разбуривать с соблюдением всех необходимых мер охраны недр по другим объектам, намеченным к вводу в эксплуатацию в более поздние сроки.

Для предотвращения выбросов или открытого фонтанирования при вскрытии пластов с высоким пластовым давлением применяют утяжеленные промывочные жидкости, а также устанавливают устьевое противовыбросовое оборудование.

После окончания бурения необходимо незамедлительно приступить к освоению скважины во избежание снижения проницаемости призабойной зоны вследствие длительного воздействия на нее промывочной жидкости.

При освоении скважин после бурения свабированием или компрессорным способом необходимо использовать герметизирующее ус-

трайство на устье скважины, чтобы не допустить разлива жидкости на поверхности.

§ 2. Охрана недр при эксплуатации месторождения

Разработка месторождения должна осуществляться в соответствии с утвержденной технологической схемой. Для борьбы с потерями нефти и загрязнением территории месторождения очень важно обеспечить герметизированный сбор нефти, газа и воды.

Технологический режим по каждой отдельной скважине определяет оптимальные величины дебитов нефти, газа и воды, депрессии на пласт, давления на устье.

Сохранность скелета пласта и предотвращение подтягивания языков и конусов обводнения к забоям скважин обеспечивается правильным отбором жидкости и газа и подбором депрессии на пласт.

Устья добывающих и нагнетающих скважин оснащают оборудованием для предотвращения выброса или открытого фонтанизования.

В процессе эксплуатации газовых скважин возможны межпластовые перетоки или утечки газа. В этом случае закачивают воду или глинистый раствор и проводят изоляционные работы. В случае невозможности устранения этих дефектов скважину ликвидируют, а газоносные объекты изолируют. Вследствие подземных утечек и межпластовых перетоков газа в верхних пластах возникают скопления газа вторичного характера. В таком случае выявляют источники питания этих скоплений и ликвидируют их. Для своевременного выявления подземных утечек или межпластовых перетоков газа в специальных скважинах ведутся наблюдения.

По мере обводнения или истощения скважин, а также по геологическим и техническим причинам возникает необходимость перевода скважин на другие объекты. Основные технологические причины, обусловливающие перевод скважин на другой объект,— высокая обводненность продукции и низкая производительность скважины. Перевод скважин на другие объекты осуществляется после согласования с Госгортехнадзором.

§ 3. Охрана окружающей среды

Вопросы охраны окружающей среды при разработке нефтяных и газовых месторождений требуют серьезного внимания.

При разработке месторождений отторгаются от лесных угодий большие земельные площади, используется в больших объемах вода рек, на стадии освоения имеет место загрязнение атмосферы вредными газами. Поэтому по охране окружающей среды или разработке нефтяных и газовых месторождений необходимо принимать такие меры:

- 1) сокращать размеры земельных площадей под промысловые сооружения;
- 2) сокращать использование вод естественных водоемов;
- 3) принимать меры против загрязнения водоемов, атмосферы, земной поверхности газами, нефтью и другими отходами производства.

Глава 4.

ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ СЛУЖБА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

Геологическая служба нефтегазодобывающих и буровых организаций выполняет следующие функции:

1. Для обеспечения подготовки точек к бурению новых скважин составляет планы разведочного и эксплуатационного бурения, готовывает геологическую документацию (геологические, структурные карты, профили, геологические отчеты и т. д.), обеспечивает отвод земли для обустройства скважин.

2. Выполняет топографо-геодезические и маркшейдерские работы; проводит съемку стволов скважин, геодезические наблюдения за оседанием поверхности над разрабатываемыми залежами, оползневыми явлениями в районе промысловых сооружений.

3. Осуществляет геологический контроль за бурением и освоением скважин.

В процессе разбуривания месторождения геологическая служба контролирует процесс бурения скважин согласно утвержденному проекту и геолого-техническому наряду; для уточнения местоположения последующих разведочных скважин и внесения поправок в проекты разработки регулярно анализирует результаты разведочного и эксплуатационного бурения. Особое внимание обращается на то, чтобы каждая скважина давала наиболее полные геологические сведения. Также большое внимание уделяется качеству вскрытия продуктивного пласта и оборудованию забоя.

В процессе опробования, освоения и пробной эксплуатации разведочных скважин геологическая служба обеспечивает полноценное опробование газоносных и нефтеносных пластов; определяет характеристики скважин при различных режимах, изучает состав нефти и газа путем отбора проб, определяет режим работы пласта.

4. Проводит наблюдение за эксплуатацией месторождения.

5. Принимает участие в составлении проектов разработки и проводит геологический контроль за процессом разработки месторождения.

6. Подготавливает геолого-промышленные данные для планирования добычи нефти и газа и участвует в планировании.

7. Осуществляет мероприятия по охране недр и окружающей среды.

ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ

ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ

Глава 1.

МЕТОДЫ ПЛАНИРОВАНИЯ ДОБЫЧИ

§ 1. Виды планирования

Планирование в нефтедобывающей промышленности реальной добычи нефти на ближайший год или на перспективу производится для определения капитальных вложений и текущих затрат.

По срокам, на которые составляется план, планирование разделяется на текущее и перспективное.

К текущему относят планирование добычи нефти и бурения на ближайший год, квартал или месяц. Текущее планирование еще называется детальным.

Перспективное планирование заключается в составлении плана развития нефтедобывающей промышленности на несколько лет: пять, десять и более. Оно производится по укрупненным показателям и методом натурного моделирования.

Планирование добычи нефти и бурения может осуществляться по промыслу (внутрипромысловое планирование), месторождению, нефтяной провинции и отрасли в целом.

При детальном планировании можно применять следующие методы расчета добычи нефти: 1) гидродинамические; 2) статистические; 3) методы натурного моделирования.

Выбор метода расчетов добычи нефти зависит от режима работы пласта и стадии разработки залежи.

На первой и второй стадиях разработки залежи на жестком естественном или искусственном водонапорном режиме при планировании следует пользоваться эмпирической формулой (II.6) или формулой (II.7):

$$q = \frac{23,6 k_{np} h (p_{pl} - p_{заб})}{\mu (\lg R - \lg r)}. \quad (II.19)$$

Коэффициент продуктивности K для старых скважин устанавливается путем исследования, а для новых

$$K = \frac{23,6 k_{np} h}{\mu (\lg R - \lg r)}. \quad (II.20)$$

Значения проводимости пласта (hk_{np}) берутся по зональной карте проводимости.

На первой стадии разработки залежей, эксплуатируемых при режиме растворенного газа или газовой шапки, пользоваться приве-

денной формулой нельзя, поскольку коэффициент продуктивности будет снижаться по мере уменьшения пластового давления. В этом случае дебит скважины можно рассчитывать по системе двух уравнений (II.9) и (II.10).

Обычно при режиме растворенного газа пользуются статистическими методами расчета на всех стадиях разработки пласта.

При планировании добычи с помощью гидродинамических расчетов по приведенным выше формулам необходимо располагать данными о пластовых давлениях, коэффициенте продуктивности по разным зонам пласта, допустимых снижениях забойного давления; при жестком водонапорном режиме оно не должно быть ниже давления насыщения и должно ограничиваться величиной допустимых депрессий.

По мере падения пластового давления надо снижать забойное давление, поддерживая депрессию постоянной. В данном случае суточный дебит жидкости можно поддерживать теоретически на неизменном уровне до тех пор, пока забойное давление не снизится до давления насыщения (при искусственном заводнении).

При планировании добычи нефти по отдельным скважинам необходимо строить карты изобар на начало и конец расчетного года в соответствии с данными об удельном падении пластового давления, а также карты равных коэффициентов продуктивности.

Важно установить допустимые забойные депрессии с учетом устойчивости коллекторов, используя для этого испытания скважины с различными депрессиями. Необходимость установления соответствующих допустимых депрессий возникает также при наличии подошвенных вод.

Все указанные факторы (геологического или технического порядка) следует учитывать при планировании дебита скважин.

С момента появления в продукции достаточно большого количества воды, что обычно наблюдается после отбора примерно одной трети извлекаемых запасов, при планировании обычно начинают пользоваться статистическими методами расчета ожидаемой добычи нефти и воды. Гидродинамические методы расчета на этой стадии разработки крайне громоздки и неточны.

В настоящее время для расчетов добычи нефти и темпов обводнения разработаны экспресс-методы, в основу которых положены законы натурного моделирования. Эти методы пока не получили широкого распространения. По своей точности они находятся на уровне наиболее точных гидродинамических методов расчета добычи нефти и воды, а по простоте и доступности приближаются к статистическим методам планирования. Есть все основания считать, что в недалеком будущем при планировании развития нефтяной промышленности, в первую очередь на дальнюю перспективу, методы натурного моделирования получат широкое распространение.

§ 2. Статистические методы планирования добычи

В основу статистического метода расчета ожидаемой добычи положены закон одинаковых предположений: если две скважины дают одинаковую

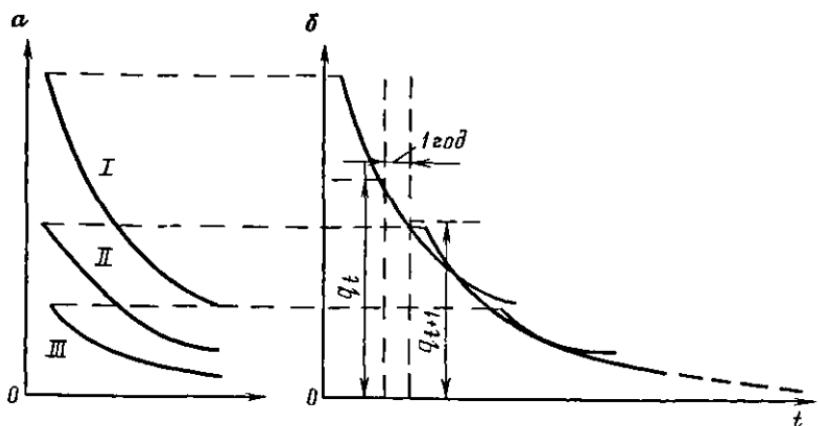


Рис. 66. Пример построения составной (вероятной) кривой производительности: а — кривые дебит — время для скважин: I, II и III — соответственно с высокой, средней и низкой производительностью; б — составная кривая, q_t и q_{t+1} — соответственно предыдущий и последующий средние дебиты скважин

добычу в течение одного-двух лет, то и в дальнейшем их дебиты будут падать одинаково — и второй закон: в скважинах с большим дебитом дебит снижается быстрее, чем в скважинах с небольшим дебитом.

Закон одинаковых предположений был открыт эмпирически Льюисом и Биллом в 1918 г. в результате обработки статистических данных. Теоретическое обоснование ему дал Л. С. Лейбензон (1929 г.). В. В. Билибин (1930 г.) применил к обработке геолого-промышленных данных методы математической статистики, что значительно улучшило способы обобщения геолого-статистических данных, применявшимся до 1930 г.

В период развития и поисков улучшения статистических методов было разработано много различных кривых, из которых в настоящее время применяются лишь два типа кривых, а именно: кривые, показывающие изменение дебита скважины во времени (дебит — время), и кривые, показывающие изменение дебита скважины в зависимости от накопленной добычи нефти из этой скважины с начала эксплуатации (дебит — накопленная добыча).

Для кривых дебит — время ($q — t$) дебит скважины измеряется в тоннах или тысячах тонн за месяц или год, иногда в процентах от максимальной годовой добычи. В последнем случае кривую обозначают символом ($q^* — t$). Звездочка обозначает, что дебит выражается не в тоннах, а в процентах или долях максимальной добычи.

Кривые дебит — накопленная добыча символически изображаются $q — \sum q$, где q — дебит за месяц или год, а $\sum q$ — накопленная добыча с начала эксплуатации на конец текущего месяца или года.

Кривые дебит — время и дебит — накопленная добыча можно строить не только для одной скважины, но и для групп скважин, например отдельно — для высокодебитных скважин, для скважин со средним дебитом и для малодебитных. Так, для каждой группы скважин может быть получена усредненная кривая дебит — время (рис. 66). Эти кривые можно строить для всей залежи.

§ 3. Составная кривая производительности (вероятная кривая производительности)

На любом месторождении можно выделять по признаку производительности несколько категорий скважин (высокодебитные, со средним дебитом и малодебитные). Согласно закону одинаковых предположений, каждая последующая кривая может являться продолжением предыдущей.

Составная кривая, которую называют еще вероятной кривой производительности, показывает закономерность изменения дебита во времени для скважин любого дебита и для любого периода эксплуатации. Она может быть построена графическим способом или выражена аналитически через коэффициент падения, который вычисляется методом математической статистики при помощи построения корреляционной таблицы.

Графический способ построения составной кривой дебит — время. Метод состоит из трех операций.

Первая операция — выделение групп с высоким, средним и низким дебитами. Для этого берут логарифмы начальных суточных дебитов наиболее высокодебитных и наименее низкодебитных скважин.

Например, наиболее высокий начальный дебит 250 т/сут, его логарифм 2,39794; наименее низкий 10 т/сут, его логарифм равен 1. Разницу между логарифмами делят на число групп минус единица, в данном случае $(2,39794 - 1) : 2 = 0,7$ — это интервал логарифмов крайних дебитов каждой группы. В данном случае первая группа будет охватываться логарифмами $2,39794 - 0,7000 = 1,69794$, а в абсолютных значениях к первой группе будут отнесены скважины с дебитами от 250 до 50 т/сут. Вторая группа будет охватывать логарифмы $1,69794 - 0,7 = 0,99794$, а в абсолютных значениях — от 49,9 до 10 т/сут. Скважины с начальными дебитами ниже 9,9 т/сут должны быть отнесены к третьей группе.

Вторая операция заключается в составлении таблицы для каждой группы по форме, приведенной в табл. 6.

В первую строчку заносят данные по скважине с наибольшим средним суточным дебитом за первый год разработки (скв. 1), во-

Таблица 6

Номер скважины	Суточные дебиты, средние по годам												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	q_1	q_2	q_3	q_4	q_5	q_6	q_7	q_8	q_9	q'_8	q'_9		
2			q'_1	q'_2	q'_3	q'_4	q'_5	q'_6	q'_7	q'_8	q'_9		
3				q''_2	q''_3	q''_4	q''_5	q''_6	q''_7	q''_8	q''_9		
4							q'''_1	q'''_2	q'''_3	q'''_4	q'''_5	q'''_6	q'''_7
п — число скважин	1	2	3	3	3	3	4	4	4	3	2	1	1
$\frac{\Sigma q}{n}$	q_{c1}	q_{c2}	q_{c3}	q_{c4}	q_{c5}	q_{c6}	q_{c7}	q_{c8}	q_{c9}	q_{c10}	q_{c11}	q_{c12}	q_{c13}

вторую строчку — данные по второй скважине. Начальный ее дебит записывают в графе того года, в котором ее дебит меньше всего отличается от дебита первой скважины. Начальный дебит четвертой скважины заносят в седьмую графу, потому что дебиты седьмой графы ближе всего подходят к начальному дебиту четвертой скважины.

После заполнения таблицы подсчитывают число скважин и сумму дебитов в графе каждого года. В последней строкке определяют средние дебиты для каждого года. Таким образом, получается усредненная кривая по каждой группе скважин. Кривая каждой группы вычерчивается в координатах дебит — время (см. рис. 66).

Третья операция заключается в том, что кривая $q - t$ для первой группы наращивается кривой для второй группы путем перемещения последней вправо до совмещения с кривой первой группы. Вторую кривую таким же образом наращивают третьей (см. рис. 66,б). Построение завершается вычислением для каждого года ординаты составной кривой как средней из ординат трех совмещенных кривых. Усредненную составную кривую сглаживают плавной линией, которая и является вероятной кривой производительности.

При помощи составной кривой, зная средний суточный дебит любой скважины за какой-либо год, можно установить вероятный дебит этой скважины для следующего года (см. рис. 66,б).

Отношение дебита последующего года q_{t+1} к дебиту предыдущего q_t называется коэффициентом падения дебита:

$$k_q = q_{t+1}/q_t. \quad (\text{II.21})$$

§ 4. Особенности кривых дебит — время

1. Кривые дебит — время, построенные по месяцам (в координатах месячная добыча — месяцы), отличаются большой разбросанностью точек. Кривые, построенные по годам, характеризуются плавной формой и малым разбросом точек.

Отсюда следует важный вывод: для нахождения закономерностей изменения добычи нефти от накопленной добычи или от времени разработки лучше пользоваться средними годовыми дебитами, конечно, при условии, если точек достаточное количество.

2. Кривые дебит — время, построенные в полулогарифмических координатах, трансформируются в прямые. Это объясняется тем, что для большинства скважин и для залежи в целом, находящейся в третьей стадии разработки, добыча во времени изменяется по показательной кривой

$$q = ab^t. \quad (\text{II.22})$$

Логарифмируя уравнение (II.22), получим

$$\lg q = \lg a + \lg bt, \quad (\text{II.23})$$

из которого видно, что $\lg q$ и t связаны линейной зависимостью и поэтому кривые дебит — время в системе полулогарифмических координат трансформируются в прямые.

3. Кривые дебит — время для залежей, находящихся в четвертой, завершающей стадии разработки, могут быть сглажены по гиперболе $q = at^{-b}$. (II.24)

Логарифмируя уравнение (III.6), получим

$$\lg q = \lg a - b \lg t, \quad (\text{II.25})$$

из которого видно, что $\lg q$ и $\lg t$ связаны линейной зависимостью в системе логарифмических координат. Поэтому кривые дебит — время на четвертой, завершающей стадии разработки, трансформируются в прямые только в системе логарифмических координат.

§ 5. Построение вероятной кривой производительности с помощью методов математической статистики

Построение вероятной кривой производительности графическим способом при большом количестве скважин — очень трудоемкая операция, а главное, остается неизвестной точность вычисленных дебитов, т. е. неизвестны возможные отклонения фактических дебитов от полученных в результате расчета. Эти недостатки статистических методов расчета устранил в 1930 г. В. В. Билибин, предложив вычислять коэффициенты падения при помощи корреляционных таблиц и обобщать геологостатистические данные методами математической статистики.

При помощи корреляционных таблиц можно найти зависимость последующего дебита от предыдущего и численно установить тесноту связи между этими величинами.

Корреляционные таблицы приспособлены для изучения линейной зависимости величин друг от друга, поэтому для исследования зависимости последующих дебитов от предыдущих применяются логарифмические корреляционные таблицы, поскольку кривые производительности характеризуются прямыми только тогда, когда дебиты их выражены логарифмами. Следует отметить, что коэффициенты корреляции при этом мы получаем между логарифмами переменных, а не между самими переменными. При этом средние значения переменных — не средние арифметические, а средние геометрические. Вероятные погрешности в определении дебитов будут выражены в логарифмах.

Построение корреляционной таблицы и расчеты коэффициентов падения дебита можно разбить на пять этапов.

1 этап. Подготовка корреляционной таблицы и ее вычерчивание. Как показала практика, при составлении логарифмических корреляционных таблиц емкость интервалов лучше всего принимать равной 0,1 в логарифмах (рис. 67).

Для определения числа граф корреляционной таблицы берут логарифмы максимальных и минимальных значений дебитов и вычисляют разность между ними.

В нашем примере максимальный дебит равен 88 т/сут, а минимальный 2,5 т/сут; $\lg 88 = 1,9445$, $\lg 2,5 = 0,3980$, разность равна 1,5465, округленно 1,5.

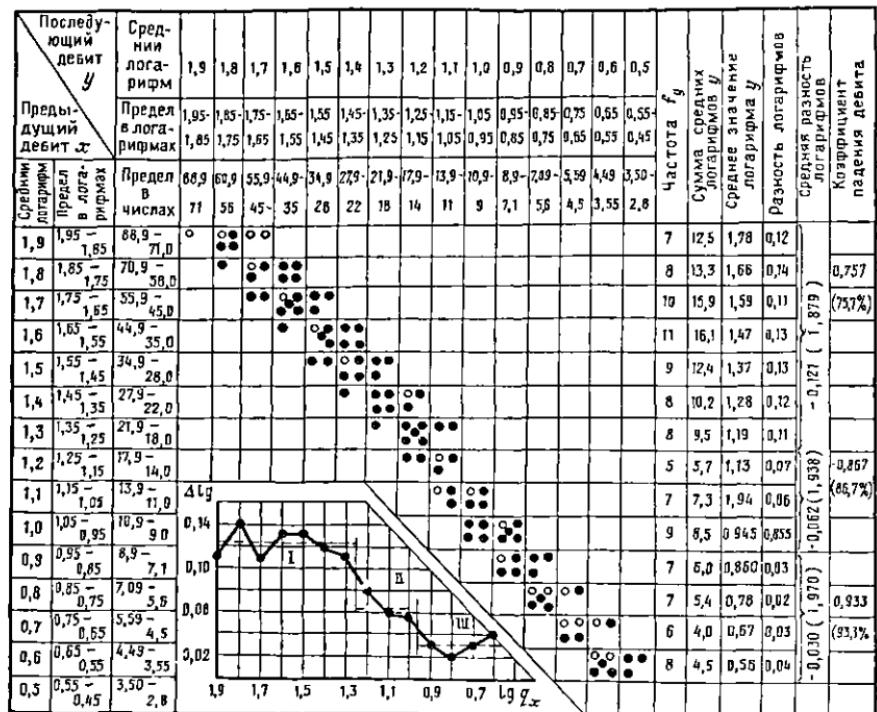


Рис. 67. Расчет коэффициента падения дебита при помощи корреляционной таблицы

Число граф корреляционной таблицы получается путем деления разности между максимальными и минимальными значениями логарифмов на емкость интервалов. В нашем примере число граф будет $1,5 : 0,1 = 15$. При этом интервалы логарифмов подбирают так, чтобы и средние значения логарифмов выражались десятыми долями единицы.

Сохраняя заданный интервал, заполняют колонки логарифмов средних дебитов и их пределов в логарифмах, как показано на рис. 67.

II этап. Разноска фактических данных в таблицу. Для удобства разноски фактических дебитов, выраженных в числах, рядом с колонкой пределов в логарифмах дают колонку пределов в числах.

Разноску данных в логарифмическую корреляционную таблицу лучше всего показать на примере. Например, среднесуточные дебиты скважины из года в год понижались следующим образом: 88; 72; 58; 48; 37; 30; 25; 16; 12; 11; 9; 5; 3; 5 и т. д. Берем первую пару значений дебитов: предыдущего 88 и последующего 72. В строку предыдущего дебита 88 (предел от 88,9 до 71) заносим последующий дебит 72 в виде точки в первую графу, которой соответствуют пределы последующих дебитов от 88,9 до 71. Затем берем вторую пару дебитов, в которой 72 будет уже предыдущим, а последующим 58. Вторая точка попадает в клетку на пересечении строчки предыдущих дебитов

с интервалами 88,9—71 и графы последующих дебитов с интервалами 70,9—56. Третью пару дебитов 58—48 помещают в клетку на пересечении строчки предыдущих дебитов (70,9—56) с графикой последующих дебитов (55,9—45) и т. д.

III этап. Расчет средних значений логарифмов последующих дебитов. Для этого подсчитывают число точек в каждой строчке и заносят в графике частоты последующих дебитов f_y . По каждой строчке вычисляют среднее взвешенное значение логарифма последующего дебита. Для этого сначала подсчитывают по каждой строчке суммарное значение участков (средних логарифмов последующих дебитов). В нашем примере это значение равно в первой строке: $1 \times 1,9 + 4 \times 1,8 + 2 \times 1,7 = 12,5$; во второй строке: $1 \times 1,8 + 3 \times 1,7 + 4 \times 1,6 = 13,3$, т. е. число точек в каждой клетке умножают на среднее значение логарифма последующего дебита в данном интервале, а затем все произведения складывают.

Путем деления суммы логарифмов y на частоту получаем среднее значение логарифма последующего дебита.

IV этап. Вычисление логарифма коэффициента падения дебита. Логарифмируя выражение (II.21), получим $\lg k_q = \lg q_{i+1} + \lg q_i$, т. е. логарифм коэффициента падения дебита равен разности логарифмов последующего и предыдущего дебитов. Совершенно ясно, что эта разность отрицательная, поскольку последующий дебит всегда меньше предыдущего, но пока в таблице перед разностью логарифмов знак минус не ставим.

Разность между логарифмами для каждого интервала предыдущих дебитов получают путем вычитания среднего значения логарифма последующего дебита для данного интервала из среднего значения логарифма предыдущего дебита этого интервала. В нашем примере разность составит: для первой строки $1,9 - 1,78 = 0,12$; для второй строки $1,8 - 1,66 = 0,14$.

V этап. Нахождение коэффициента падения и выделение групп скважин с одинаковым коэффициентом падения. Для этого строят график зависимости разности логарифмов от логарифма предыдущего дебита: $\Delta \lg$ от $\lg q_x$.

Из графика (см. рис. 67) видно, что в интервале логарифмов от 1,9 до 1,3 значения разностей логарифмов колеблются около среднего значения, близкого к величине 0,12; в интервале от 0,9 до 0,6 — около значения 0,03; в интервале от 1,2 до 1,0 наблюдается плавное уменьшение значений разностей логарифмов. Эта форма кривой дает основание выделить на ней три участка (см. рис. 67, I, II и III).

Для каждого участка вычисляют среднее арифметическое значение разности логарифмов. В нашем примере эти значения соответственно равны 0,121; 0,062 и 0,030.

Исходя из того, что эти разности являются отрицательными величинами, для их потенцирования необходимо мантиссы сделать положительными величинами путем дополнения значения логарифма до единицы. Получаем значения логарифмов коэффициентов падения соответственно 1,879; 1,938 и 1,970, откуда значения коэффициентов падения дебита k_q для участков (для интервалов дебитов) будут

следующие: для I (88,9—18) $k_q=0,757$ (75,7 %); для II (17,9—9,0) $k_q=0,867$ (86,7 %); для III (8,9—3,55) $k=0,933$ (93,3 %).

§ 6. Определение точности расчетов дебита статистическими методами

Преимущество методов математической статистики перед обычными статистическими методами заключается в том, что они дают возможность определить степень надежности полученных результатов и величину возможных отклонений фактических дебитов от вычисленных. Точность статистических расчетов зависит от тесноты связи между явлениями, если одно из них входит в число причин, определяющих другие явления.

Установление тесноты связи в математической статистике называется корреляцией.

При линейной зависимости между двумя величинами теснота связи характеризуется линейным коэффициентом корреляции r . Если связь между явлениями выражается кривыми второго и высшего порядков, тогда теснота связи характеризуется корреляционным отношением η .

Наглядно коэффициент корреляции представляет собой отношение тангенсов углов, которые образуют прямые, построенные по уравнениям прямой и обратной функций.

При математической функциональной зависимости между величинами абсолютное значение коэффициента корреляции равно единице или минус единице.

Если никакой связи между явлениями нет, то получается разброс точек по всему полю. В этом случае кривая, характеризующая зависимость y от x , будет горизонтальной линией с тангенсом угла, равным 0, а кривая зависимости x от y — вертикальной линией с тангенсом угла, равным бесконечности. Отношение тангенсов $0/\infty$ равно нулю, т. е. когда между явлениями нет никакой причинной связи, коэффициент корреляции равен нулю.

Когда между явлениями имеется причинная связь, которая может быть установлена статистическим путем, точки располагаются по очень вытянутому эллипсу и отношение тангенсов углов наклона прямой, построенной по прямой функции, к тангенсу угла наклона прямой, построенной по обратной функции, будет меньше единицы и тем меньше, чем больше разброс точек.

Многолетняя практика планирования добычи нефти по кривым производительности скважин показала, что при значении коэффициента корреляции $r = \pm 0,65$ и выше теснота связи достаточна для того, чтобы установленная зависимость могла быть использована для практических расчетов при планировании добычи нефти на ближайший год. Но такая точность далеко не достаточна для перспективного планирования на 10—20 лет вперед, а также для подсчета оставшихся запасов нефти.

Не касаясь выводов и обоснования методики вычисления коэффициента корреляции, приведем пример вычисления коэффициента

корреляции, средних арифметических погрешностей, средних квадратических отклонений и возможных погрешностей для отдельных значений дебита. Корреляционная таблица зависимости последующего дебита y от предыдущего x приведена в табл. 7.

Для упрощения таблица дана не в логарифмах, а в числах. Прямая зависимости в числах характерна для водяных артезианских скважин, эксплуатируемых при упруго-водонапорном режиме и может быть принята для начального периода разработки нефтяных скважин и при разработке очень больших нефтяных залежей при упруго-водонапорном режиме.

Расчету коэффициента корреляции предшествуют семь операций.

1. Подсчитывают число точек каждого интервала. Число точек по горизонтали (значений y) заносят в графу I под индексом f_y , число точек по вертикали — в строчку I с индексом f_x .

2. Дают условное обозначение интервалов. Интервал для среднего значения y обозначается нулем. Выше нуля интервалы обозначаются порядковыми номерами 1, 2, 3 и т. д. с плюсом, ниже — с минусом. Условные обозначения интервалов по оси y заносят в графу II под индексом y_1 . Среднее значение y равно 45. Также обозначают интервалы по оси x . Средний интервал по оси $x=55$ принят за нуль. Вправо от нуля интервалам дается положительное, а влево — отрицательное значения.

3. Цифры I и II граф (строчек) перемножают и записывают в графу (строчку) III с соответствующим знаком под индексом $f_y y_1$, или $f_x x_1$.

4. Цифры граф (строчек) II и III перемножают и заносят в графу (строчку) IV под индексом $f_y y_1^2$ или $f_x x_1^2$.

5. В графе V под индексом $\sum x_1$ проставляется сумма условных интервалов x по оси x . Так, в первой горизонтальной строчке имеется одна точка с условным интервалом +6; во второй строчке две точки со значениями +6, в сумме 12; в третьей строчке одна точка с условным интервалом +6, другая — с интервалом +5, в сумме +11 и т. д. Аналогично подсчитывают сумму условных интервалов по оси y и записывают в строку V под индексом $\sum y_1$.

6. Числа графы (строчки) II перемножают на числа графы (строчки) V и результаты заносят в графу (строчку) VI под индексом $\sum x_1 y_1$ или $\sum y_1 x_1$.

7. Подсчитывают итоги граф и строчек I, III, IV, V, VI. Для проверки следует знать, что итоги графы I и строчки I, графы III и строчки V, графы V и строчки III, графы VI и строчки VI должны быть одинаковыми как по знаку, так и по абсолютному значению.

После предварительной обработки данных корреляционной таблицы сначала вычисляют условные средние арифметические погрешности по оси Y и по оси X :

$$\bar{x} = \frac{\sum f_x x_1}{n} = \frac{52}{38} = 1,368; \quad \bar{y} = \frac{\sum f_y y_1}{n} = -\frac{18}{38} = -0,474.$$

Истинные значения средней арифметической погрешности равны произведению емкости интервала k на условные средние арифметические

Таблица 7

y	a	x												f_y	y_1	$f_y y_1$	$f_y y_1^2$	Σx_1	$\Sigma x_1 y_1$
		0—10	10—20	20—30	30—40	40—50	50—60	60—70	70—80	80—90	90—100	100—110	110—120						
a	6	5	15	25	35	45	55	65	75	85	95	105	115	I	II	III	IV	V	VI
100—90	95												1	1	+5	5	25	+6	+30
90—80	85												2	2	+4	8	32	+12	+48
80—70	75												1	1	+3	6	18	+11	+33
70—60	65												2	4	+2	8	16	+15	+30
60—50	55												1	1	+1	2	2	+11	+11
50—40	45							1	1	2	1	1	3	7	0	0	0	+29	0
40—30	35				1	1	1	1	1	2				7	-1	-7	7	+6	-6
30—20	25			1		1	1							3	-2	-6	12	-4	+8
20—10	15	2	1	3										6	-3	-18	54	-17	+15
10—0	5	2	1	1										4	-4	-16	64	-17	+68
f_x	I	2	3	3	4	2	2	2	2	4	3	3	8	38	-	-18	+230	+52	+273
x_1	II	-5	-4	-3	-2	-1	0	+1	+2	+3	+4	+5	+6	-					
$f_x x_1$	III	-10	-12	-9	-8	-2	0	+2	+4	+12	+12	+15	+48	+52					
$f_x x_1^2$	IV	50	48	27	16	2	0	2	8	36	48	75	288	+600					
Σy_1	V	-8	-10	-9	-10	-3	-3	-1	-1	+2	+2	+6	+17	-18					
$\Sigma y_1 x_1$	VI	+40	+40	+27	+20	0	0	-1	-2	+6	+8	+30	+102	+273					

Примечание. a — пределы чисел в интервале; б — среднее значение интервала; x, y — предыдущий и последующий дебиты.

погрешности, тогда

$$x = x_0 + kx,$$
$$y = y_0 + ky,$$

где x_0 и y_0 — средние значения дебитов условного нулевого интервала.

В числах x и y принимают значения $x = 55 + 10 \times 1,368 = 68,68$; $y = 45 - 10 \times 0,474 = 40,26$.

Условные средние квадратические отклонения для ряда распределения переменных вычисляют по формулам ($n=38$):

$$\bar{\sigma}_y = \sqrt{\frac{\sum f_i y_i^2}{n} - \bar{y}^2} = \sqrt{6,05 - 0,225} = 2,41;$$

$$\bar{\sigma}_x = \sqrt{\frac{\sum f_i x_i^2}{n} - \bar{x}^2} = \sqrt{16,08 - 1,87} = 3,78.$$

Истинные средние квадратические отклонения равны:

$$\sigma_y = \bar{\sigma}_y k = 2,41 \times 10 = 24,1;$$

$$\sigma_x = \bar{\sigma}_x k = 3,78 \times 10 = 37,8.$$

Коэффициент корреляции

$$r = \frac{\sum x_i y_i}{n} - \bar{x} \bar{y} \quad (\text{II.26})$$

В данном примере $\sum x_i y_i = 273$, $n = 38$, подставляя числовые значения в формулу (II.26), получаем $r = \frac{6,53}{9,11} = 0,716$.

Возможная погрешность в определении отдельных значений:

$$S_y = \sigma_y \sqrt{1 - r^2};$$

$$S_x = \sigma_x \sqrt{1 - r^2}.$$

В примере $S_y = 24,1 \sqrt{1 - 0,716^2} = 16 \text{ т/сут}$.

По кривой вероятности следует, что 68 шансов из 100 средний дебит будет $45 \pm 16 \text{ т/сут}$, 95 шансов из 100 средний дебит будет $45 \pm 32 \text{ т/сут}$, 99 шансов из 100 средний дебит будет $45 \pm 48 \text{ т/сут}$.

Возможная средняя погрешность уменьшается с увеличением числа скважин по формуле

$$S_n = S / \sqrt{n}. \quad (\text{II. 27})$$

§ 7. Детальное внутрипромысловое планирование

Цель внутрипромыслового детального планирования — составление плана добычи нефти и воды на ближайший год и определение капитальных и текущих затрат для обеспечения плана.

Методы расчета добычи по отдельным скважинам зависят от режима работы пласта и стадии разработки залежи.

Для залежей с естественным или искусственным водонапорным режимом, которые находятся в первой или в начале второй стадии разработки, добычу следует планировать по отдельным скважинам, пользуясь эмпирическими формулами (II.6) и (II.9). Для залежей, разрабатываемых при упруго-водонапорном режиме, необходимо учитывать падение пластового давления по величине удельной добычи на единицу падения пластового давления или пользоваться коэффициентом падения дебита. При разработке залежей с режимом растворенного газа гидродинамические расчеты очень сложны, поэтому следует пользоваться коэффициентами падения.

Для пластов с естественным или искусственным жестким водонапорным режимом, которые находятся на исходе второй стадии разработки или в третьей стадии, добычу нефти и воды планируют статистическими методами, используя коэффициент падения дебита, а для расчета темпов обводнения — кривую зависимости обводненности f_b от накопленной добычи $\sum q^*$, выраженной в процентах от геологических запасов.

План добычи составляют раздельно по старым (переходящим) скважинам и новым, которые вступят в эксплуатацию, выйдя из бурения или капитального ремонта.

Составление проекта плана на будущий год обычно начинают во втором полугодии текущего года. При этом в первую очередь уточняют число переходящих скважин по бурению и эксплуатации, а также их ожидаемую глубину на 1 января следующего года.

При планировании дебита по старым (переходящим) скважинам основными расчетными показателями являются: входной средний суточный дебит одной скважины за декабрь предыдущего года; месячный коэффициент падения дебита; число скважино-месяцев эксплуатации; коэффициент эксплуатации.

Число скважино-месяцев эксплуатации определяется коэффициентом выхода скважин из эксплуатации, последний устанавливается статистическим путем по данным за ряд последних лет.

Коэффициент эксплуатации берется на основе анализа данных за предыдущие годы обычно с некоторым улучшением.

Месячный коэффициент падения дебита вычисляют при помощи корреляционных таблиц, поскольку месячные коэффициенты падения дебита определяются интервалами среднего суточного дебита.

При планировании вначале для ориентировки делают прикидочные расчеты, в которых коэффициент падения дебита заменяется коэффициентом кратности.

Коэффициент кратности представляет собой сумму убывающей геометрической прогрессии, в которой первый член и знаменатель прогрессии равны месячному коэффициенту падения, а число членов равно двенадцати. Коэффициент кратности вычисляется по формуле

$$S_{kp} = \frac{k_q - k_q^{12}}{1 - k_q}, \quad (II.28)$$

где S_{kp} — коэффициент кратности; k_q — месячный коэффициент падения дебита.

Коэффициентом кратности пользуются для ориентировочных (предварительных) наметок плана добычи по старым и новым скважинам. Допустим, что на промысле имеется 30 скважин со средним суточным дебитом в декабре 70 т/сут. Месячная добыча этой группы скважин составит $70 \times 30 \times 30 = 63000$ т. Месячный коэффициент падения равен 0,9. По формуле (II.28) коэффициент кратности равен 6,454 Годовая добыча этой группы скважин в будущем году составит $63000 \times 6,454 = 406\,502$ т.

Другая группа переходящих скважин в количестве 100 в декабре предыдущего года имела средний суточный дебит 15 т/сут, а месячный коэффициент падения планируется на будущий год 0,95. Соответственно коэффициент кратности будет 8,664, а годовая добыча этой группы скважин в будущем году составит $(15 \times 100 \times 80) \times 8,664 = 389\,880$ т.

Всего по старым скважинам будет получено $406\,502 + 389\,880 = 796\,382$ т.

Промыслу спущен план в 1 млн. т. Таким образом, на долю новых скважин приходится добыча 203 618 т.

При составлении плана бурения новых скважин исходными данными являются: план добычи по новым скважинам; начальный средний суточный дебит каждой скважины; число скважино-месяцев эксплуатации новой скважины в году; месячный коэффициент падения дебита; общая добыча нефти из одной скважины в году.

Предположим, что средний начальный дебит новой скважины равен среднему исходному дебиту старых скважин $(70 + 15) : 2 = 43$ т; каждую скважину будут эксплуатировать в среднем шесть месяцев; месячный коэффициент падения для данного интервала дебита равен 0,93.

В этом случае средняя добыча на одну новую скважину в расчетном году составит $43 \times 30 \times 4,04 = 5211,6$ т, где 4,04 — коэффициент кратности для пяти месяцев, так как для входного дебита месячный коэффициент падения равен единице.

Таким же образом планируют добычу по бездействующим скважинам, намеченным к вводу в эксплуатацию. Если ожидаемый входной дебит по бездействующей скважине не превышает 3 т, то по таким скважинам падение дебита в планируемом году обычно не предусматривают.

Число новых скважин соответственно должно быть $203618 : 5211,6 = 39$.

Средняя глубина скважины 1780 м. Для бурения 39 скважин потребуется 69 300 м проходки. Промыслу планируется ассигнование только на 65 тыс. м эксплуатационного бурения.

Ориентировочные расчеты показали, что для выполнения плана добычи по новым скважинам не хватает 4300 м эксплуатационного бурения, необходимого для проводки 2,4 добывающих скважин или, точнее, необходимого для обеспечения 14,5 скважино-месяцев эксплуатации новых скважин.

Для того чтобы выполнить план по новым и старым скважинам, приступают к составлению детального плана бурения новых скважин и детального плана добычи как из старых, так и из новых скважин.

Для выполнения плана по новым скважинам при меньшем объеме бурения следует увеличить темпы эксплуатационного бурения в первом полугодии, с тем чтобы увеличить число скважино-месяцев работы новых скважин.

Для повышения добычи из старых скважин намечают ряд геологотехнических мероприятий по рационализации. Сюда относятся перевод скважин с одного способа эксплуатации на другой и изменение их дебитов в связи с проектированием перевода скважин с одного горизонта на другой и других мероприятий по интенсификации добычи из скважин.

При составлении детальных планов планируют добычу по отдельным переходящим скважинам. Для этого на основании анализа баланса времени эксплуатации за прошедшие годы с учетом намечаемых мероприятий по рационализации разработки и различных геологотехнических мероприятий определяют коэффициент эксплуатации, а также изменение фонда скважин в связи с выходом их из эксплуатации. Одновременно с этим составляют график ввода в эксплуатацию скважин, заканчиваемых бурением, временно бездействующих, не освоенных и др. Затем устанавливают начальные и последующие дебиты отдельно для новых (выходящих из бурения) скважин и скважин других категорий (бездействующих, ранее не освоенных и т. п.) с учетом геологических факторов, намечаемых геолого-технических мероприятий по разработке и технологии эксплуатации отдельных скважин, а также мероприятий по изменению способов эксплуатации.

Для упрощения расчетов годовой добычи по отдельным скважинам и пластам на промыслах выработана особая форма графиков, которые называются «коврами бурения», и «коврами эксплуатации», формы которых приведены в табл. 8 и 9. В них указываются основные сведения по каждой скважине.

В «ковер бурения» включаются добывающие, нагнетательные, наблюдательные и другие скважины, предусмотренные проектом разработки; в «ковер эксплуатации» — скважины переходящие, выходящие из бурения, возобновляемые эксплуатацией, переведенные на другие пласти, предусмотренные планом эксплуатации. «Ковер бурения» по разведочным скважинам составляют отдельно.

«Ковры бурения и эксплуатации» необходимо составлять параллельно. При этом для «ковра бурения» в первую очередь следует произвести расчет по переходящим бурением скважинам, а для «ковра эксплуатации» — по старым. Затем в «ковре бурения» следует рассчитать проходку по новым скважинам, а добычу нефти из них (по мере окончания их бурения) показать в «ковре эксплуатации».

Если месторождение имеет несколько пластов, добычу из новых скважин надо подсчитать в нескольких вариантах: рациональным является тот, который обеспечивает получение нефти требуемого сорта.

Составленные и рекомендуемые варианты всегда демонстрируются картами, на которых различными цветами указаны существующие скважины, переходящие бурением, и точки для новых скважин, которые

Таблица 8

Номер сква- жины	График бурения добывающих скважин на последующий год («ковер бурения»)																	
	Глуби- на к нача- лу года, м	Пласт	Глуби- на, м	Проходка за месяц, м											Глубина на конец года, м	Про- ходка за год, м	Число станко-месяцев	
				I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII			
Переходящие скважины																		
202	1000	П	1780	300	300	180	*	-	-	-	-	-	-	-	1780	780	3	
Новые скважины																		
205	1780	П	1780	-	-	-	-	1000	500	200	80	*	-	-	1780	1780	4	

* Освоение скважины эксплуатацией

Таблица 9

будут закончены в следующем году, и точки скважин, которые будут начаты бурением, но не будут закончены в следующем году.

Карты необходимо строить для каждого пласта отдельно.

После составления «ковров» подводят следующие итоги.

I. По «ковру бурения»: проходка по месяцам и за год (она не должна превышать проходку, установленную планом); число новых скважин, начинаемых и заканчиваемых бурением; число скважин, заканчиваемых бурением по месяцам и передаваемых в эксплуатацию; число работающих станков по месяцам и число станко-месяцев за год; скорости проходки на станок в месяц (они должны соответствовать плановым цифрам).

II. По «ковру эксплуатации»: суммарная добыча по старым и новым скважинам по месяцам; суммарная добыча по способам эксплуатации; суммарная добыча по сортам нефти; число скважин, находящихся в эксплуатации, по месяцам; число скважино-месяцев эксплуатации в году по каждой скважине и число скважино-месяцев эксплуатации в целом по плану и раздельно по старым и новым скважинам. При применении методов воздействия на пласт должны быть составлены план по закачке рабочего агента, а также план по другим видам работ, связанных с утвержденной системой разработки.

В процессе осуществления плана следует вести систематическое наблюдение за его выполнением. В случае невыполнения плана необходимо оперативно вносить соответствующие корректизы, обеспечивающие его выполнение. Для выяснения причин невыполнения плана следует раздельно рассматривать выполнение плана по категории старых и новых скважин.

Выполнение плана добычи по категории старых скважин анализируют по следующим показателям:

1) соответствие фактически полученного дебита по отдельным скважинам запроектированному;

2) соответствие фактически полученного числа месяцев эксплуатации по отдельным скважинам запроектированному;

3) число скважин, находящихся в эксплуатации, по плану и фактически, а также средняя добыча на один скважино-месяц по плану и фактически.

По категории новых скважин показателями для анализа плана являются:

1) соответствие числа скважин, фактически введенных в эксплуатацию и предусмотренных планом;

2) соответствие фактического числа месяцев эксплуатации по каждой скважине запроектированному, а также общее число скважино-месяцев эксплуатации по новым скважинам по плану и фактически;

3) фактическая и плановая добыча на один скважино-месяц;

4) фактически полученный и запроектированный начальные месячные дебиты по каждой новой скважине;

5) фактически полученная и запроектированная суммарная добыча из всех скважин за год.

Для лучшего контроля за выполнением годового плана обычно составляют квартальные и месячные планы.

Глава 2

ПЕРСПЕКТИВНОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Основная задача перспективного планирования — составление плана добычи нефти по залежи, месторождению, району, области на далекую перспективу: 5, 10, 20 лет и более.

В основу перспективного планирования развития нефтяной промышленности какого-либо нефтяного района закладываются разведанные запасы, перспективные и прогнозные ресурсы нефти, поэтому геологическая часть перспективного плана должна содержать следующие сведения:

1) данные об остаточных запасах нефти на разрабатываемых месторождениях и о состоянии эксплуатационного фонда скважин;

2) данные о разведенных площадях, подготовленных к разработке, с указанием размеров площадей и запасов в них;

3) описание площадей, на которых ведется разведка, с указанием состояния разведки, ожидаемых запасов на каждой площади, с приложением расчетов потребного объема разведочного бурения и сроков окончания разведки;

4) описание состояния полевых геолого-поисковых и геофизических работ на отдельных площадях и планы дальнейших работ в них;

5) необходимый объем по годам геолого-поисковых, геофизических и других работ для обеспечения выполнения перспективного плана, а также темпы и масштабы работ на будущее время;

6) данные о перспективных и прогнозных ресурсах, порядок ввода в разведку и разработку отдельных месторождений и горизонтов; потребность объема разведочного и эксплуатационного бурения; уровень добычи по каждой площади.

Из всего комплекса задач перспективного планирования развития нефтяной промышленности наиболее важным и трудоемким является установление изменения по годам добычи нефти и газа.

При перспективном планировании уровни добычи нефти и воды на новых месторождениях устанавливают на основании технологических схем разработки. Последние составляют специализированные институты путем сложных гидродинамических расчетов. Насколько эти расчеты трудоемки, можно судить по затрате времени на составление технологических схем. Если от момента открытия месторождений до утверждения запасов в ГКЗ СССР в среднем требуется 4 года, то до ввода их в разработку — 6 лет, т. е. на составление предварительной технологической схемы затрачивается в среднем 2 года.

Для обеспечения высоких темпов развития нефтедобывающей промышленности в новых районах следует своевременно и с достаточной точностью рассчитать ожидаемую продукцию в этих районах и динамику ее изменения. Это необходимо для обоснования строительства нефтегазопроводов и других капитальных сооружений. Для выполнения этой задачи надо иметь на вооружении такой метод, который позволял бы на материале по подсчету запасов, утвержденных ГКЗ СССР, рассчитывать основные показатели разработки со скоростью, в 100 раз

большой, и при этом с меньшим количеством работников, чем при гидродинамических расчетах.

Анализ данных по разработке большого числа выработанных месторождений показал, что единственным методом, который отвечал бы этому требованию, является экспресс-метод расчета добычи нефти и воды, в основу которого положены законы натурного моделирования.

Экспресс-метод натурного моделирования проверен путем сопоставления основных показателей разработки новых месторождений, полученных гидродинамическими и экономическими расчетами в процессе составления проектов их разработки, с теми же показателями, но полученными методом моделирования. Расхождения в расчетах текущей и накопленной добычи не превышали 3 % для крупных месторождений и 5—6 % для мелких.

В настоящее время моделирование приобретает все большую роль как общий метод научного исследования в различных отраслях знания и в промышленности для решения конкретных научных и технических задач. Нефтяная промышленность не может оставаться в стороне от этого прогрессивного метода исследования, к тому же, в нефтяной промышленности имеются все необходимые условия для развития и применения натурного моделирования.

§ 1. Основные понятия о моделировании

В настоящее время выделяются два основных метода моделирования: материальное и мысленное.

Материальное моделирование включает следующие виды.

1. Физическое моделирование, которое осуществляется на установках, сохраняющих в той или иной мере физическую природу изучаемых явлений, например построение моделей плотин, кораблей. Сюда можно отнести исследование вытеснения нефти водой или газом из нефтяных коллекторов, что по существу является физическим моделированием разработки нефтяной залежи; в аэrodинамической трубе моделируют полет самолета.

2. Математически-аналоговое моделирование состоит в установлении непосредственной связи между величинами, хотя и присущими физически различным явлениям, но которые описываются одинаковой формой математических уравнений. Например, в основе электромоделирования разработки нефтяных залежей на электроинтеграторах лежит аналогия между процессами в электролитических моделях и процессами фильтрации в нефтяных пластах, которая заключается в том, что распределение напряжения в электролите удовлетворяет уравнению распределения давления в пласте.

3. Натурное моделирование производится на объектах, созданных самой природой. Например, для подтверждения гидродинамических расчетов, согласно которым разжение плотности сетки скважин с 20 до 40 га на скважину в условиях девонских залежей легкой нефти не отразится на темпах добычи нефти, на одном из нефтяных месторождений была разрежена сетка с 20 до 40 га на скважину

путем остановки скважин через одну. Опыт подтвердил правильность гидродинамических расчетов. Суммарная добыча по промыслу осталась на прежнем уровне за счет увеличения дебита скважин.

К натурному моделированию также относится обобщение данных по эксплуатации нефтяных скважин при разработке нефтяных залежей при условии, если обобщение производится по признаку физической или математической аналогии с другими явлениями, которые хорошо изучены на экспериментальных установках.

Мысленное моделирование включает следующие виды.

1. Математически-аналитическое моделирование, которое заключается в выражении наблюдаемых закономерностей математическими уравнениями, полученными расчетами с применением законов физики, механики, экономики и др. Математическое моделирование позволяет строить модели невозможного, например математические модели Солнечной системы, атомного ядра, математические модели законов экономики и т. п.

2. Статистико-математическое моделирование. Сюда относятся математические или графические модели, полученные путем статистической обработки фактического материала. Примером могут служить статистические кривые, которые показывают изменение дебита скважины во времени (кривые дебит — время).

В отличие от натурного моделирования при статистическом не вникают в физическую суть явлений, а руководствуются только законами больших чисел и одинаковых предположений.

По способам обработки материала выделяют аналитический и графический методы моделирования.

При аналитическом методе обработки материала все расчеты производятся математическим способом. Только конечные результаты расчетов для наглядности изображаются в виде графиков. При натурном моделировании в некоторых случаях аналитическим способом невозможно установить связь между различными явлениями вследствие очень большого количества факторов, влияющих на эту связь. Тогда задача может быть решена путем графических методов расчета.

Графический метод обработки материала нагляден и позволяет обойти трудности аналитического решения очень сложных задач, решение которых чисто математическим путем невозможно.

Графический метод пока единственный, при помощи которого удалось увязать геологические, физические и экономические факторы в одну систему графических моделей разработки нефтяного пласта (залежи). Пользуясь этой системой, можно быстро рассчитать все основные показатели разработки нефтяной залежи, установление которых аналитическим методом требует специальной подготовки и затраты большого времени.

Цениость графического метода в его относительной простоте. В частности, графический метод моделирования позволил сделать натурное моделирование доступным широкому кругу специалистов — нефтяников, геологов, экономистов и промысловых работников, не имеющих специальной математической подготовки для решения подобных задач аналитическим способом.

По признаку полноты моделирования выделяют четыре основных типа моделей.

1. Условно полные модели, воспроизводящие все основные программы оригинала. Абсолютно полных моделей нет, да их и не нужно делать. Даже в самых глубоких научных исследованиях очень часто во имя проникновения в скрытую суть всего явления в целом делают уступку строгости анализа в каких-то деталях.

2. Частные модели, отражающие одну из программ или одно свойство сложной системы. Например, частная модель, показывающая зависимость наиболее выгодной годовой добычи от извлекаемых запасов и параметров пласта и флюидов.

3. Сложные модели, объединяющие отдельные модели с различными методами. Сложная модель по полноте воспроизведения программ оригинала приближается к условию полной модели.

К основным при планировании на далекую перспективу (на 20—30 лет вперед), особенно по новым месторождениям, относятся следующие показатели разработки:

наиболее выгодный потолок годовой добычи нефти,

темп роста добычи нефти до достижения максимальной годовой добычи;

последующие темпы падения добычи нефти по годам эксплуатации; рост добычи воды и обводненности по годам эксплуатации;

продолжительность стадий разработки и объем добычи нефти и воды за каждую стадию. Обычно выделяются четыре стадии: 1) возрастания добычи; 2) относительно стабильной добычи; 3) резкого снижения добычи нефти и интенсивного возрастания обводненности продукции; 4) заключительная стадия низкой, но относительно стабильной добычи нефти с большим количеством воды. Последняя стадия в 4—5 раз продолжительнее всех предшествующих стадий, вместе взятых;

динамика фонда добывающих и нагнетательных скважин в процессе разработки залежи для периода, в течение которого отбирается 75—80 % извлекаемых запасов.

§ 2. Физические основы экспресс-метода расчета добычи нефти (натурного моделирования разработки нефтяной залежи)

В основе моделирования разработки нефтяной залежи лежит теория подобия, согласно которой, если у двух и более процессов критерии подобия равны, то такие процессы подобны. Критерий подобия физических явлений может быть найден, если известно его математическое описание или совокупность параметров, которые его характеризуют. Последние могут быть установлены чисто эмпирическим или статистическим путем, например число Рейнольдса.

В настоящее время добычу нефти планируют при помощи коэффициента падения дебита, рассчитанного по кривым дебит — время, в основу построения которых положен закон одинаковых предположений. Но характер кривых дебит — время и значения коэффициентов падения

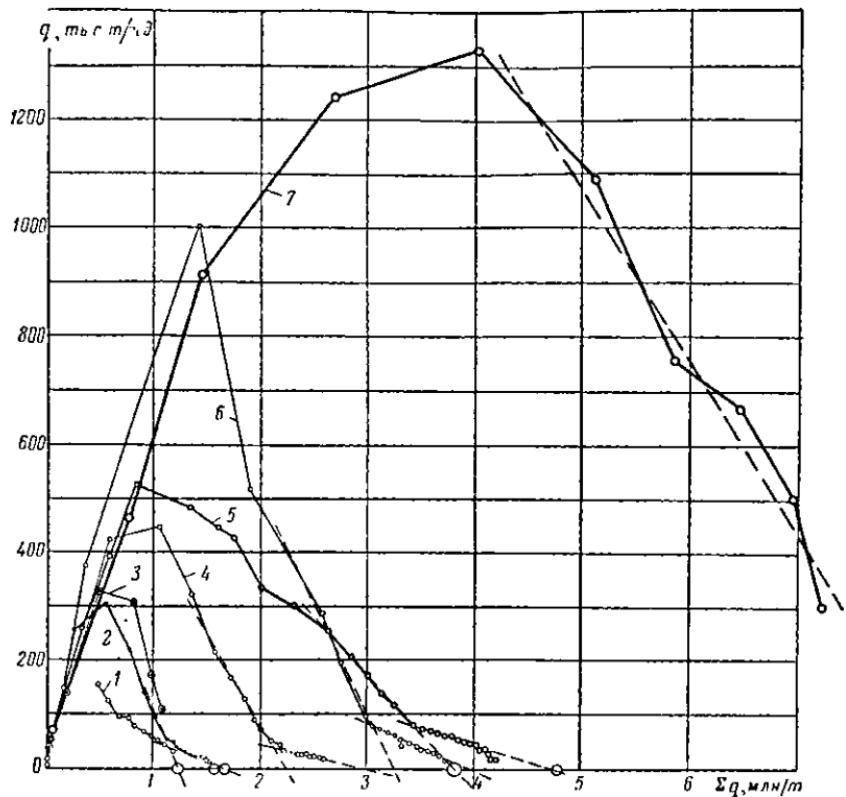


Рис. 68. Кривые дебит — накопленная добыча ($q - \Sigma q$) для рифогенных месторождений (1-7), разрабатываемых при режиме растворенного газа

сильно зависят от плотности сетки скважин, от темпа разбуривания залежи и темпов отбора жидкости. Поэтому кривые дебит — время, построенные по данным разработки выработанных залежей, нельзя применять при расчетах изменения добычи нефти на длительное время на вновь разбуриваемых залежах, поскольку условия разработки со временем меняются.

Опыт показал, что в основу статистической обработки промыслового материала следует положить построение кривых дебит — накопленная добыча, а не кривых дебит — время.

На форму кривых дебит — накопленная добыча, построенных в безразмерной форме, не влияют такие факторы, как величина извлекаемых запасов, мощность пласта, плотность сетки скважин и темпы разбуривания залежи. Ниже для наглядности приводится сопоставление кривых дебит — накопленная добыча, построенная в абсолютных и относительных масштабах.

На рис. 68 приведены кривые дебит — накопленная добыча ($q - \Sigma q$), построенные по данным разработки рифогенных месторождений в абсолютном масштабе.

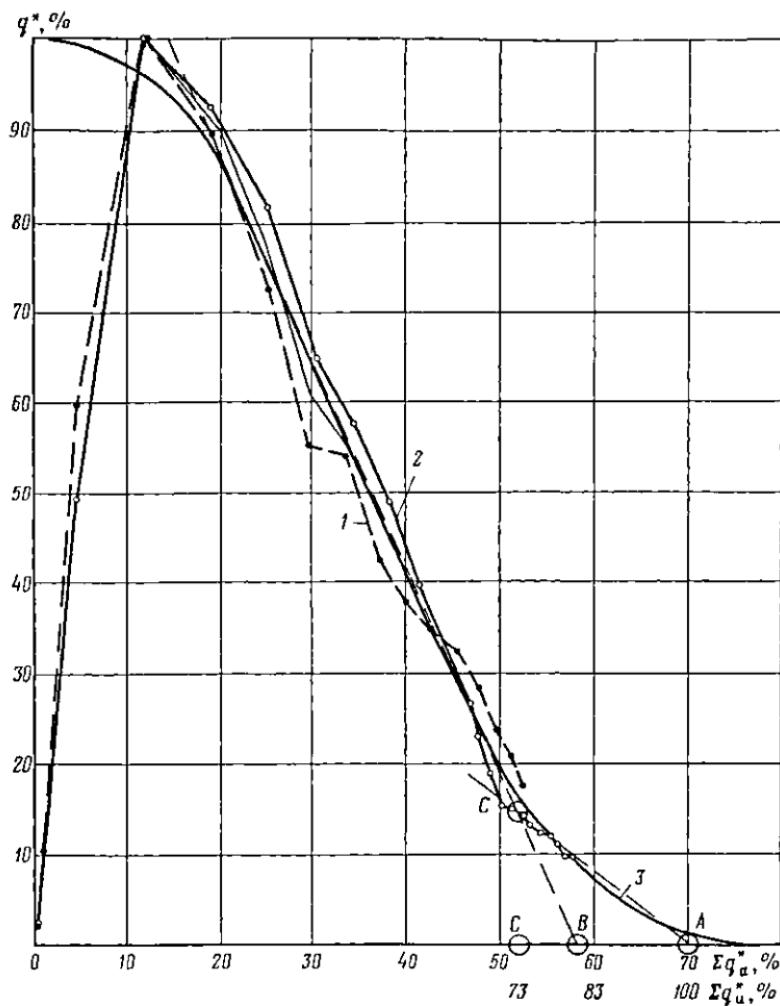


Рис. 69. Кривые дебит — накопленная добыча ($q^* - \sum q^*$) для рифогенных месторождений (1—2), в которых наблюдается капиллярное вытеснение нефти водой, т. е. когда нефть — смачивающая фаза (3 — кривая относительной проницаемости известняков для нефти, когда нефть — несмачивающая фаза)

На рис. 69 приведены такие же кривые, но только в относительных единицах ($q^* - \sum q^*$). Несмотря на то что извлекаемые запасы этих залежей колеблются от 1,6 млн. до 10 млн. т, а максимальные темпы отбора нефти от 10 до 17 % от извлекаемых запасов, тем не менее кривые, построенные как для залежей, в которых нефть — смачивающая фаза (рис. 70), так и для залежей, в которых нефть — несмачивающая фаза (см. рис. 69), практически по конфигурации совпадают, а их усредненные кривые совпадают с кривыми относительной проницаемости соответственно для смачивающей и несмачивающей фаз по Булнесу и Фиттингу.

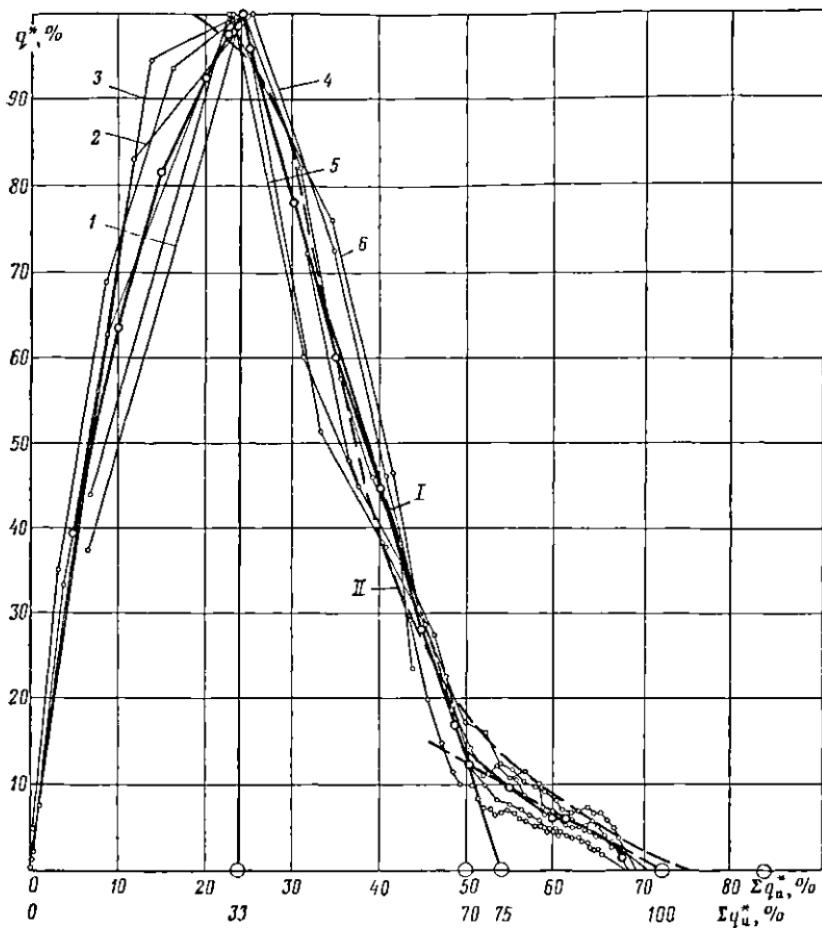


Рис. 70. Кривые дебит — накопленная добыча ($q^* = \sum q_a^*$) для месторождений рифогенного типа (1—6), когда нефть — смачивающая фаза:

I — усредненная кривая; II — кривая относительной проницаемости для смачивающей фазы по Булнесу и Фиттингу

Отсутствие влияния темпов разработки на характер кривых дебит — накопленная добыча особенно наглядно видно из сопоставления кривых, приведенных на рис. 71 и 72. На рис. 71 годовая и накопленная добыча выражены в процентах от извлекаемых запасов. Несмотря на то что извлекаемые запасы залежей, приведенные на этих графиках, колеблются от 3 до 28 млн. т, а темпы разработки характеризуются максимальными годовыми отборами от 6 до 39 % от извлекаемых запасов, залежи разбурены по сеткам с плотностью 1; 2; 10 и 22,5 га на скважину, тем не менее ветви кривых при продолжении их до пересечения с осью абсцисс отсекают отрезок, равный $90 \pm 1\%$ от извлекаемых запасов. Все залежи разрабатывались при жестком водонапорном режиме. На рис. 72 приведены кривые по данным

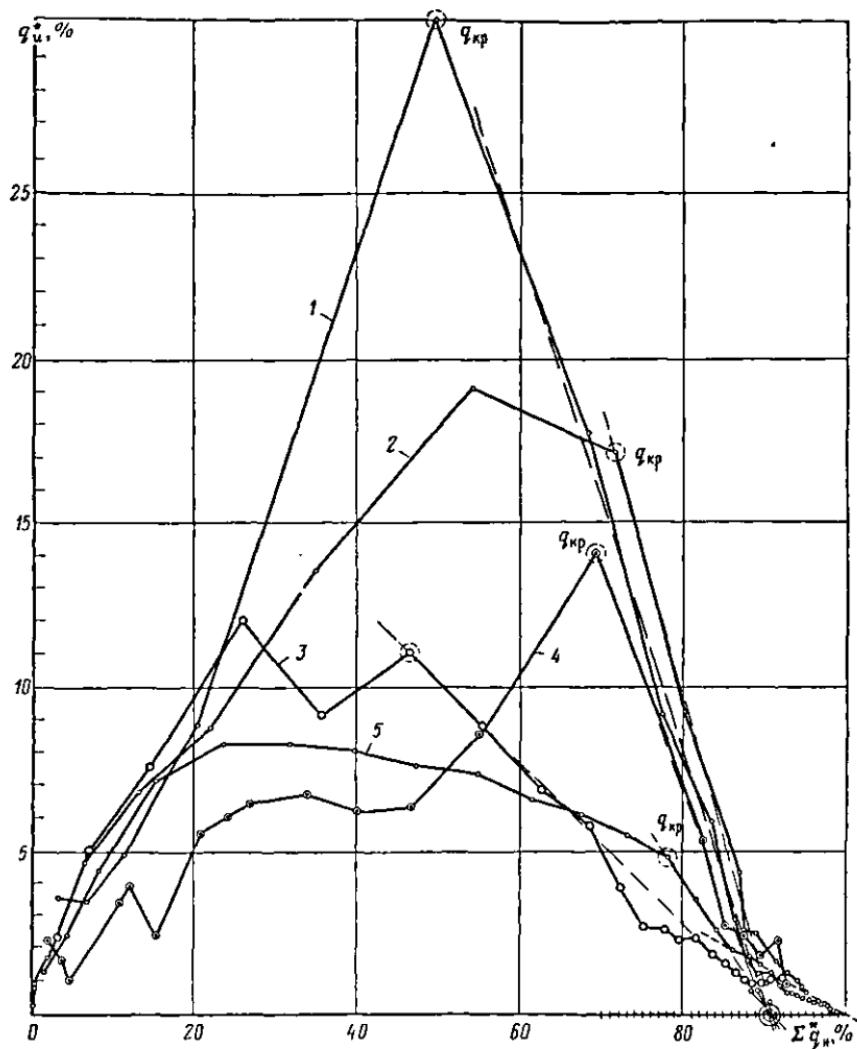


Рис. 71. Кривые дебит — накопленная добыча, в которых текущая годовая добыча нефти выражена в процентах от извлекаемых запасов ($q_k^* - \sum q_k^*$) для месторождений 1—5

разработки этих же залежей, но накопленная добыча выражена в процентах от остающихся активных запасов. Из рис. 72 видно, что кривые практически совпадают по конфигурации, а усредненная кривая почти повторяет кривую относительной проницаемости для несмачивающей фазы по Ботсетьу.

Из приведенных примеров следует, что размеры залежи, темпы разработки, плотность сетки скважин не влияют на закономерность изменения кривых дебит — накопленная добыча, построенных в относительных единицах. Это отчасти объясняется тем, что влияние этих

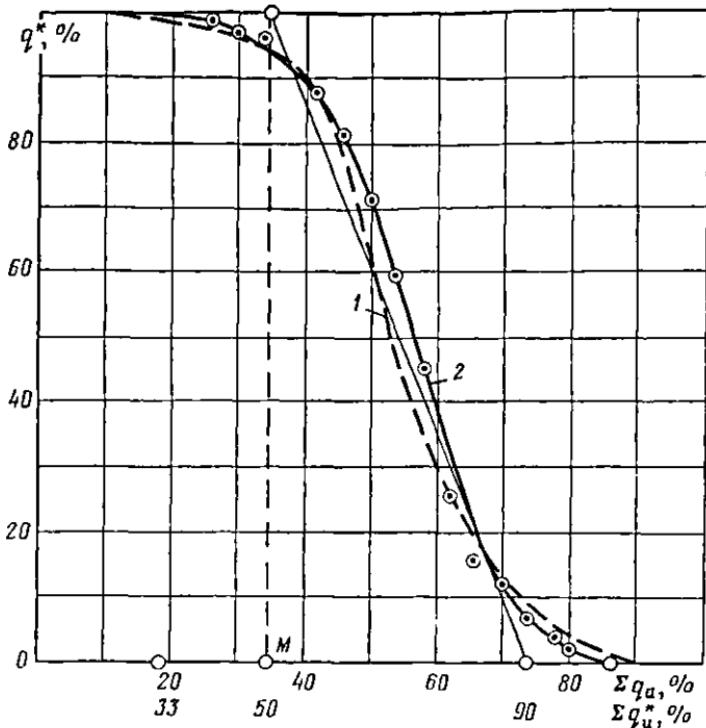


Рис. 72. Кривые дебит — накопленная добыча для залежей, разрабатываемых при жестком водонапорном режиме, при этом накопленная добыча выражена в процентах от остающихся активных (подвижных) запасов с момента появления первых признаков воды в добыче:

1 — кривая Ботсета; 2 — усредненная фактическая кривая

факторов, а также глинистости пласта, его неоднородности и мощности уже учтено при определении конечного коэффициента извлечения и извлекаемых запасов. Поэтому кривые дебит — накопленная добыча, построенные по данным разработки выработанных залежей, можно с успехом применять при расчетах динамики добычи нефти на вновь разрабатываемых залежах, хотя последние будут разбуриваться другими темпами и по сетке другой плотности.

На форму кривых дебит — накопленная добыча, построенных в относительных единицах, влияет только режим работы залежи, иными словами, система воздействия на пласт в процессе эксплуатации. Система поддержания давления и режим залежи, при котором будет разрабатываться залежь, заранее известны и поэтому легко могут быть учтены при расчетах.

В основу графического метода натурного моделирования разработки нефтяных залежей положено подобие кривых «дебит — накопленная добыча», построенных в относительных величинах (см. рис. 69, 70, 72), кривым относительных проницаемостей, построенным также в относительных единицах.

Так как извлеченная из пласта нефть полностью замещается водой, то накопленная добыча нефти всегда равна объему воды, вошедшей в залежь. Поэтому накопленная добыча, выраженная в долях или процентах от объема пор, которые она занимала до начала разработки, всегда близка степени обводнения залежи, соответственно выраженной в долях или процентах от объема пор, первоначально занятых нефтью¹. Если учесть, что добыча нефти изменяется пропорционально относительной проницаемости пласта для нефти, то становится понятным, почему кривая дебит — накопленная добыча по форме совпадает с кривой относительной проницаемости песчаника для нефти в зависимости от его водонасыщенности.

Кривые дебит — накопленная добыча и относительных проницаемостей отображают одно и то же физическое явление — механизм вытеснения нефти из коллектора водой или газом в зависимости от режима пласта.

Изучение изменения относительных проницаемостей коллекторов для нефти и воды в зависимости от водонасыщенности последних, которое производится на экспериментальных установках, по существу является физическим моделированием механизма вытеснения нефти водой из пласта. Для использования результатов лабораторных опытов при проектировании разработки естественной залежи необходимо найти критерий подобия для перехода от лабораторной модели пласта к разработке естественного нефтяного пласта.

¹ Некоторое отклонение получается за счет погребенной воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрикосов И. Х., Гутман И. С. Общая, нефтяная и нефтепромысловая геология. М., Недра, 1982.
2. Борисов Ю. П., Рябинина З. К., Воинов В. В. Особенности проектирования разработки нефтяных месторождений с учетом их неоднородности. М., Недра, 1976.
3. Вендельштейн Б. Ю., Резванов Р. А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов (при подсчете запасов и проектировании разработки месторождений). М., Недра, 1978.
4. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин. М., Недра, 1982.
5. Жданов М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа. М., Недра, 1981.
6. Жданов М. А., Гординский Е. А., Ованесов М. Г. Основы промысловой геологии нефти и газа. М., Недра, 1975.
7. Закиров С. И., Лапук Б. Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. М., Недра, 1974.
8. Иванова М. М. Динамика добычи нефти из залежей. М., Недра, 1976.
9. Карцев А. А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1972.
10. Ковалев З. С., Житомирский В. М. Прогноз разработки нефтяных месторождений и эффективность систем заводнения. М., Недра, 1976.
11. Комаров С. Г. Геофизические методы исследования скважин. М., Недра, 1973.
12. Коротаев Ю. П., Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений. М., Недра, 1981.
13. Крикко Н. Н., Шароварин В. Д., Широков В. Н. Промыслово-геофизическая аппаратура и оборудование. М., Недра, 1981.
14. Латышова М. Г., Вендельштейн Б. Ю., Тузов В. П. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин. М., Недра, 1975.
15. Латышова М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин. М., Недра, 1981.
16. Руководство по применению промыслового-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.
17. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирование разработки. Под редакцией Ш. К. Гиматудинова. М., Недра, 1983.
18. Требин Ф. А., Макогон Ю. Ф., Басниев Е. С. Добыча природного газа. М., Недра, 1976.
19. Шугрин В. П. Нефтегазопромысловая гидрогеология. М., Недра, 1973.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- *
Абсолютная проницаемость 106
Адсорбционная способность 39, 75
Акустический контроль цементирования 97
Аномально высокое пластовое давление, см. давление

Боковой грунтонос 6, 80
— каротаж 13, 27

Влагоемкость породы 121
Влагомер 231
Вода связанныя 116, 125
Водонапорный режим залежи 162, 166
Воды пластовые 9, 124, 126
— верхние краевые 125
— искусственно введенные 125
— нижние краевые 124
— подошвенные 124
— промежуточные 125
— тектонические 125
Вязкость 112
— динамическая 106, 112
— кинематическая 113
— относительная 113

Газоанализатор 74
Гамма-гамма толщиномер 94
Геологическая служба 235
Геологический профиль 130, 134, 235
Геолого-технический наряд 5
Геотермическая ступень 129
Гидрogeология 121
Гидропроводность пласта 142
Глинистый раствор 6, 29
Глубинный пробоотборник 112, 115
Границочные слои 173

Давление 6
— аномально высокое пластовое 5, 88, 89
— гидростатическое 6
— динамическое пластовое 160
— забойное 115, 216
— критическое 118
— насыщения 114
— пластовое 6
— текущее 160

Дебит нефти 238, 240

Забой скважины 214, 235
Заводнение 189, 194, 209
— внутренконтурное 192
— контурное 191
— очаговое 193
— площадное 193
— с разрезанием залежи 192
Запасы 142
— балансовые 142
— забалансовые 142
Зона 5
— поглощения 5
— проникновения 21
Зональная карта 139, 171
Зонд 15
— градиент 16, 17, 225
— потенциал 15, 16, 17
— стандартный 26

Изогипсы пласта 138
Инклинометр 90, 91
Интерпретация кривых ПС 42
Испытатель пластов 82, 83
Каверномер 92, 93

Каротаж 13
— акустический 62

- боковой, см. боковой каротаж
 - гамма 45
 - гамма-гамма 47
 - импульсный нейтрон-нейтронный 60
 - индукционный 30
 - нейтронный 49, 57
 - нейтронный гамма 51
 - нейтрон-нейтронный 52
 - потенциалов самопроизвольной поляризации 37
 - сопротивления 13, 14
- Карта 130**
- геологическая 130
 - зональная, см. зональная карта
 - изопахит 139
 - литолого-фациальная 171
 - структурная 130, 137, 235
 - эффективной мощности пласта 140, 171
- Керновый материал 6**
- Кислотная обработка скважин 203**
- Ковер бурения 250**
- Коллекторские свойства 6**
- Корреляция разрезов 130, 133**
- Коэффициент вытеснения 158**
- глинистости 8
 - извлечения нефти 176, 158
 - корреляции 245
 - охвата 158
 - пористости 8, 10, 104, 105
 - продуктивности 146
 - пустотности 145
 - сжимаемости 118
- Контур нефтеносности 126**
- внешний 126
 - внутренний 126
- Кривые кажущихся сопротивлений 16, 19**
- Критическая температура 118**
- Литологический состав пород 6**
- Люминисцентно-битуминологический анализ 6**
- Макронеоднородность 170**
- Микрокаротаж 13, 33**
- Микронеоднородность 170**
- Минерализация воды 122, 227**
- Минералогическая плотность 56**
- Моделирование 254**
- натурное 254
 - мысленное 255
- Нагнетательная скважина 99**
- Неоднородность пласта 168, 199**
- Нефтегазоводоносность 5**
- Нефгеводонасыщенность 147**
- Неньютоновские жидкости 171**
- Ньютоновские жидкости 171**
- Палетки БКЗ 20, 22**
- Перфоратор 99**
- снарядный 101
 - стреляющий 99
- Плотность сетки скважин 181**
- Площадь нефтеносности 149**
- Поверхностно-активные вещества (ПАВ) 173, 194**
- Породы горные 8, 108**
- гидрофильные 173, 232
 - гидрофобные 173, 232
- Прихватоопределитель 101**
- Промывочная жидкость 14**
- Проницаемость 104, 105, 106, 107**
- Пьезопроводность пласта 142**
- Разведочное бурение 152**
- Разрез 133**
- нормальный 133
 - средний типовой 133
- Режим 162**
- газонапорный 163
 - гравитационный 164
 - водонапорный 162, 166
 - растворенного газа 162
 - упруго-водонапорный 163
- Связанная вода, см. вода связанныя**
- Скважина 7**
- добывающая 7, 103
 - опорная 7
 - поисковая 5
 - разведочная 5, 7

Эксплуатационная	5	Термокислотная обработка	204
Смешивающееся вытеснение	197	Торпедирование скважин	204
Сопротивление	9	Трещиноватость пород	105, 108
— кажущееся удельное	15, 16		
удельное электрическое	9, 10, 12,	Шахтный способ добычи	186
	13	Экспресс-метод	256
Стратиграфическая свита	131	Эффективная мощность	149

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3	
Раздел I		
ИЗУЧЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ	5	
ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИЗУЧЕНИЯ РАЗРЕЗОВ СКВАЖИН		8
Глава 1. Электрические методы исследования скважин	9	
§ 1. Удельное электрическое сопротивление горных пород	9	
§ 2. Принцип измерения удельного электрического сопротивления в скважинах каротажем сопротивления. Типы применяемых зондов	14	
§ 3. Каждущееся удельное сопротивление. Кривые каждого удельных сопротивлений для одиночных пластов и сочетаний пластов	15	
§ 4. Принцип определения удельного сопротивления пластов по кажущемуся сопротивлению	19	
§ 5. Выбор стандартного зонда	26	
§ 6. Боковой каротаж	27	
§ 7. Индукционный каротаж	30	
§ 8. Микрокаротаж	33	
§ 9. Самопроизвольная поляризация в скважине. Каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации	37	
§ 10. Интерпретация диаграмм ПС	42	
Глава 2. Радиоактивные методы исследования скважин	45	
§ 1. Гамма-каротаж	45	
§ 2. Гамма-гамма-каротаж	47	
§ 3. Нейтронный каротаж	49	
§ 4. Диаграммы радиоактивных методов для пластов различной мощности	53	
§ 5. Интерпретация диаграмм радиоактивных методов	55	
§ 6. Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж	60	
Глава 3. Акустические и термометрические методы исследования скважин	62	
§ 1. Акустический каротаж	62	
§ 2. Интерпретация диаграмм акустического каротажа	66	
§ 3. Термометрия скважин	69	
Глава 4. Геохимические методы изучения разрезов скважин	73	
§ 1. Метод газового анализа промывочной жидкости	73	
§ 2. Интерпретация диаграмм газометрии промывочной жидкости	75	
§ 3. Люменесцентно-битуминологический метод	79	
§ 4. Отбор образцов пород со стенки скважины боковыми грунтоносами	80	
§ 5. Опробование пластов	81	
Глава 5. Изучение геологического разреза скважин по данным комплекса геофизических методов	84	
Глава 6. Методы изучения технического состояния скважин	89	
§ 1. Определение искривления скважин	89	
§ 2. Измерение диаметра скважины	92	
§ 3. Контроль цементирования и технического состояния обсадных колонн	94	
§ 4. Перфорация и торпедирование скважин	99	
ЧАСТЬ ВТОРАЯ. ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА		103
Глава 1. Условия залегания и свойства газа, нефти и воды в залежи	103	
§ 1. Коллекторские свойства горных пород	104	
§ 2. Свойства нефти	108	

§ 3. Свойства газа	117
§ 4. Подземные воды нефтяных месторождений	120
§ 5. Распределение нефти, газа и воды в ловушках	126
Глава 2. Методы изображения геологического строения залежи и месторождения	130
§ 1. Корреляция разрезов скважин	130
§ 2. Составление нормального и типового разрезов	133
§ 3. Составление геологического профиля по данным бурения скважин	134
§ 4. Построение структурных карт	137
§ 5. Построение карт мощностей продуктивных пластов	139
Глава 3. Подсчет запасов нефти и газа	141
§ 1. Классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов	141
§ 2. Методы подсчета запасов нефти	144
§ 3. Методы подсчета запасов газа	150
Глава 4. Подготовка месторождения к разработке	152

Р а з д е л II

ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

ЧАСТЬ ПЕРВАЯ. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	157
Глава 1. Силы, вызывающие движение нефти по пласту	160
§ 1. Пластовые давления	160
§ 2. Режимы работы нефтяных залежей	162
§ 3. Режимы работы газовых залежей	166
Глава 2. Силы, противодействующие движению нефти и газа в пласте	168
§ 1. Неоднородность пласта	168
§ 2. Физико-химические и реологические свойства нефти	171
§ 3. Молекулярно-поверхностные явления	172
Глава 3. Способы разработки месторождений нефти и газа	173
§ 1. Система разработки	174
§ 2. Элементы системы разработки	175
§ 3. Выделение эксплуатационных объектов	177
§ 4. Разработка нефтяных месторождений	180
§ 5. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений	182
§ 6. Стадийность проектирования разработки нефтяных и газовых месторождений	185
§ 7. Шахтный способ добычи нефти	186
Глава 4. Разработка месторождений нефти с использованием методов воздействия на пласт	188
§ 1. Заводнение	189
§ 2. Смешивающееся вытеснение	197
§ 3. Термические способы увеличения коэффициента извлечения нефти	200
§ 4. Интенсификация добычи нефти из малодебитных скважин	203
§ 5. Геолого-физические условия эффективного применения методов воздействия на пласт	205

ЧАСТЬ ВТОРАЯ. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ, ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	212
---	------------

Глава 1. Вскрытие пластов	212
§ 1. Условия вскрытия пласта	212
§ 2. Оборудование забоя скважины	213
§ 3. Освоение нефтяных и газовых скважин	214
Глава 2. Исследование скважин	215
§ 1. Наблюдение за эксплуатацией скважин	215
§ 2. Методы исследования нефтяных скважин	216

§ 3. Исследование газовых скважин и установление режима их эксплуатации	218	
§ 4. Документация и хранение материалов по эксплуатации скважин и пласта	218	
§ 5. Обобщение материалов эксплуатации и исследования скважин для анализа и контроля за разработкой нефтяной залежи	220	
§ 6. Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений	224	
Глава 3. Охрана недр и окружающей среды нефтяных и газовых месторождений	233	
§ 1. Охрана недр при разбуривании месторождения	233	
§ 2. Охрана недр при эксплуатации месторождения	234	
§ 3. Охрана окружающей среды	234	
Глава 4. Геологическая служба на предприятиях	235	
ЧАСТЬ ТРЕТЬЯ. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ		236
Глава 1. Методы планирования добычи	236	
§ 1. Виды планирования	236	
§ 2. Статистические методы планирования добычи	237	
§ 3. Составная кривая производительности (вероятная кривая производительности)	239	
§ 4. Особенности кривых дебит — время	240	
§ 5. Построение вероятной кривой производительности с помощью методов математической статистики	241	
§ 6. Определение точности расчетов дебита статистическими методами	244	
§ 7. Детальное внутрипромысловое планирование	247	
Глава 2. Перспективное планирование добычи нефти	253	
§ 1. Основные понятия о моделировании	254	
§ 2. Физические основы экспресс-метода расчета добычи нефти (натурного моделирования разработки нефтяной залежи)	256	
Список литературы	263	
Предметный указатель	264	

**Илья Григорьевич Пермяков
Нил Шахиджанович Хайрединов
Евгений Никитович Шевкунов**

**НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВАЯ
ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА**

Редактор издательства Н. А. Тарусова
Художественный редактор В. В. Шутько
Технический редактор Л. А. Муршова
Корректоры Г. Г. Большова, С. В. Зимина

ИБ № 5763

Сдано на фотонабор 01.02.85. Подписано в печать 27.09.85.
T-20036. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага книжно-журнальная.
Гарнитура «Литературная». Печать высокая. Усл. печ. л. 17,0.
Усл. кр.-отт. 17,0. Уч.-нзд. л. 17,60. Тираж 4200 экз.
Заказ 2568|111-7. Цена 90 коп.

Ордена «Знак Почета» издательство «Недра», 103633,
Москва, К-12, Третьяковский пр., 1/19.

Фотонабор изготовлен в Ленинградской типографии № 2
главном предприятии ордена Трудового Красного Знамени
Ленинградского объединения «Техническая книга» им. Евгения
Соколовой Союзполиграфпрома при Государственном
комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной
торговли.

198052, г. Ленинград, Л-52, Измайловский проспект, 29.
Отпечатано в Ленинградской типографии № 4 ордена Трудового Красного Знамени Ленинградского объединения
«Техническая книга» им. Евгения Соколовой Союзполиграф-
прома при Государственном комитете СССР по делам изда-
тельств, полиграфии и книжной торговли.
Ленинград, Д-126, Социалистическая, 14.

**ВНИМАНИЮ ЧИТАТЕЛЕЙ!
В ИЗДАТЕЛЬСТВЕ «НЕДРА»
ГОТОВЯТСЯ К ПЕЧАТИ И ВЫЙДУТ В СВЕТ
НОВЫЕ КНИГИ**

ВОЛОБУЕВ Г. П.

**Прогнозирование гидрогеологических обстановок
в нефтегазодобывающих районах.**

14 л., 70 к. (План 1986, № 122).

Рассмотрены методические принципы гидрогеологических исследований на техногенном этапе развития природных водонапорных систем. Предложены специальные методики по прогнозированию пластовых давлений и температур, а также гидрохимических обстановок в глубокопогруженных горизонтах. Даны рекомендации по проектированию поисков, разведки, разработки и обустройству месторождений, а также по комплексному использованию и охране недр гидросфера. Приведена комплексная программа организации природных бессточных систем.

Для гидрогеологов, нефтяников и газовиков, занимающихся проектированием поисков, разведки и разработки залежей, работников нефте- и газопромыслов.

ЕРМАКОВ В. И., СКОРОБОГАТОВ В. А.

Тепловое поле и нефтегазоносность молодых плит СССР.

17 л., 1 р. 20 к. (План 1986, № 135).

Рассмотрено влияние геотемператур и геологического времени на формирование и размещение залежей углеводородов. Изложены результаты изучения геотемпературного и флюидобарического полей в разрезе осадочного чехла молодых плит СССР. Проанализированы динамика и масштабы процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов под воздействием изменяющихся геотермических условий. Обоснованы перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов Скифско-Туранской и малоизученных районов Западно-Сибирской плит.

Для специалистов, работающих в области нефтегазовой геологии, геохимии и геотермии.

ЕРМОЛКИН В. И.

Зональность регионального нефтегазонакопления на платформенных территориях.

13 л., 70 к. (План 1986, № 136).

На основе комплексных исследований геологических, палеотектонических, литолого-фациальных, геохимических и термобарических условий регионального нефтегазонакопления в осадочном чехле выявлены важнейшие факторы, определяющие размещение скоплений углеводородов. С помощью информационно-логического анализа и ЭВМ установлена степень информативности этих факторов и их влияния на фазовую зональность углеводородов. Разработаны критерии прогнозирования фазово-различных углеводородных скоплений.

Для геологов, занимающихся прогнозированием и поисками скоплений нефти и газа.

СОКОЛОВСКИЙ Э. В.

СОЛОВЬЕВ Г. Б., ТРЕНЧИКОВ Ю. И.

Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов.

12 л., 65 к. (План 1986, № 153).

Рассмотрены индикаторы фильтрационных потоков и их использование в геологических и гидрогеологических исследованиях продуктивных пластов. Особое внимание уделено методам мечения жидкостей с целью получения исходных данных для подсчета запасов нефти и газа и проектирования процессов разработки залежей. Изложены методы контроля процессов добычи углеводородов, в том числе с применением новых способов повышения нефтегазоотдачи пластов. Приведены результаты применения индикаторов в различных нефтегазодобывающих провинциях.

Для специалистов в области гидрогеологии, нефтепромысловый геологии, разведки и разработки нефтяных, газовых залежей.

**ПРЕДВАРИТЕЛЬНЫЕ ЗАКАЗЫ НА КНИГИ ПРИНИМАЮТ
МЕСТНЫЕ МАГАЗИНЫ КНИГОТОРГА, РАСПРОСТРАНЯЮЩИЕ**

Предварительные заказы на книги принимают местные магазины книготорга, распространяющие научно-техническую литературу.

**Своевременно оформите заказы на интересующие Вас издания!
Предварительный заказ гарантирует приобретение нужной книги!**

Издательство «Недра»