И.Т. Мищенко

СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ

Допущено Министерством образования Российской Федерации в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по специальности «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» направления подготовки специалистов «Нефтегазовое дело»

Издательство
«НЕФТЬ И ГАЗ»
РГУ нефти и газа им. И.М. ГУБКИНА

Москва
2003

УДК 622.276.5
М71

Рецензенты:
Генеральный директор института ВНИИгаз,
заслуженный деятель науки и техники РФ, профессор, д.т.н. **Р.М. Тер-Саркисов.**
Генеральный директор института ВНИИнефть им. акад. А.П. Крылова,
академик Российской академии естественных наук, профессор, д.т.н. **А.Х. Шахвердиев.**

Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М:
М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с.
ISBN 5-7246-0234-2

Изложены основные положения скважинной добычи нефти, начиная от подготовки скважины к эксплуатации и заканчивая ремонтом скважин. Рассмотрены вопросы вызова притока и освоения скважин, гидродинамических исследований скважин и пластов, а также управления процессом выработки запасов и продуктивностью скважин. Подробно освещены теоретические основы подъема жидкости из скважин и способы эксплуатации скважин.

Рассмотрены также новые технические средства и технологии скважинной добычи нефти и основы выбора способа эксплуатации скважин.

Книга предназначена для студентов и магистрантов вузов нефтегазового профиля, а также может оказаться полезной инженерно-техническим работникам нефтяных промыслов.

Учебное издание
Мищенко Игорь Тихонович
Скважинная добыча нефти
Редактор-корректор В.Б. Овчаров
Компьютерная верстка В.Ю. Барыбин

Подписано в печать 01.09.2003. Формат 60×90 1/16
Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура Темза. Усл. п. л. 51,0.
Тираж 2000 экз. Заказ №9

Федеральное государственное унитарное предприятие
Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина
Лицензия ИД № 06329 от 26 ноября 2001 г.
119991, Москва, Ленинский просп., 65
Тел.: (095) 135-84-06, 930-97-11.
Факс: (095) 135-74-16

Налоговая льгота — общероссийский классификатор продукции
ОК-005-93, том 2: 953000.

Отпечатано в типографии издательства

ISBN 5-7246-0234-2

© Мищенко И.Т., 2003

© Федеральное государственное унитарное предприятие Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003

ПРЕДИСЛОВИЕ

Науки о разработке нефтяных месторождений и добыче нефти окончательно сформировались к концу первой половины XX века, когда и создавались первые фундаментальные учебники. В последующие полвека эти науки интенсивно развивались и сегодня достигли определенного насыщения.

Предлагаемая читателю книга является попыткой автора изложить основные проблемы скважинной добычи нефти с современных позиций нефтепромысловой науки и практики исходя из собственного опыта, а также опыта предшественников и современников.

Первый фундаментальный учебник по эксплуатации нефтяных месторождений был написан И.М. Муравьевым и А.П. Крыловым и издан в 1949 г. Он сыграл огромную роль в подготовке нескольких поколений горных инженеров по разработке и эксплуатации нефтяных месторождений.

В последующие годы написан еще ряд учебников, последний из которых вышел в свет в 1983 г. Все основные учебники предназначались для подготовки горных инженеров. Ведущая роль в их написании принадлежит моему учителю — профессору И.М. Муравьеву.

В настоящее время технические вузы страны ведут подготовку не только дипломированных специалистов (инженеров), но и бакалавров и магистров, в частности, вузы нефтегазового профиля готовят специалистов по направлению «Нефтегазовое дело».

Данная книга, предназначенная в качестве учебного пособия для студентов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело», имеет целью восполнить давно имеющийся пробел в учебной литературе по скважинной добыче нефти.

Учебное пособие является результатом длительной и бескорыстной помощи со стороны многих моих друзей-нефтяников, среди которых особо хочу отметить Р.Х. Тухватуллина, Р.А. Галимова, Ю.Ф. Ситливого и Н.В. Яценко, много сделавших, чтобы этот труд увидел свет.

Огромную благодарность хочу выразить коллективу кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, поддерживавшему меня на всех этапах моей работы над учебным пособием. Особо хочу отметить и поблагодарить к.т.н. К.А. Бравичева, инженеров Т.Г. Фаненко, Е.А. Голубеву, Л.М. Клемперт, В.И. Дмитриева и лаборантку В.Л. Назину, которые оказали неоценимую помощь при подготовке рукописи к изданию.

Всем ученым и специалистам, с которыми мне пришлось сотрудничать в течение длительного времени и благодаря чему появилась эта книга, — искренняя признательность автора. И, наконец, я благодарен Российскому государственному университету нефти и газа им. И.М. Губкина, с которым связана вся моя жизнь.

Профессор И. Мищенко

Углеводороды вообще, и нефть в частности, — бесценный, уникальный и удивительный дар Природы, с которым человечество в XXI веке поступает так же неразумно (и это невозможно понять ни при каких условиях), как оно это делало в XIX (понять можно) и XX (понять трудно) веках.

ВВЕДЕНИЕ

Промышленная добыча нефти в мире начата в 1856 г. на территории нынешней Румынии. В табл.1 приведены первые нефтедобывающие страны и динамика добычи нефти в них, которая, по существу, характеризует само промышленное развитие страны, поскольку роль нефти в этом процессе трудно переоценить. Добыча нефти является индикатором не только промышленных потрясений, но в значительной степени определяет и социальные изменения. Пытливому читателю эта таблица расскажет о революциях, войнах, сменах общественно-экономических формаций и других событиях в этих странах.

Истории добычи нефти в отдельных государствах посвящены многочисленные исследования.

Одним из последних исследований является монография Д.Ергина «Добыча».* Не останавливаясь на анализе этой объемной работы, отметим, что автор достаточно своеобразно рассматривает историю добычи нефти в мире, особенно это относится к России и СССР.

Историю нефтедобывающей промышленности России и СССР условно можно разделить на следующие этапы.

Первый этап — с 1863 по 1920-е годы

В этот период добыча нефти в России связана, в основном, с полуостровом Апшерон и Северным Кавказом, хотя бурение на нефть ведется и в других регионах России. Этап характеризуется

---

* Д.Ергин. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. — М.: Де Ново, 1999, 968 с.

неравномерным развитием. Преобладает ударное бурение; добыча, в основном, желонкой. Но уже в этот период появляются работы, заложившие фундамент современного состояния отрасли. Революционным шагом явилась и замена паровой машины электродвигателем. В эти годы многие выдающиеся российские инженеры связали свою судьбу с развивающейся нефтяной отраслью, но особое место среди них занимает Владимир Григорьевич Шухов — гениальный представитель русской инженерной мысли. С его именем связано использование газа для подъема нефти из скважин (газлифт). Впервые в мире он предложил и реализовал использование труб для транспорта нефти (нефтепровод), им обоснована перевозка нефти по воде специальными нефтеналивными судами — танкерами, а по суше — цистернами. В.Г. Шухов предложил форсунки для сжигания нефти, а также крекинг нефти. В этот период появляется фонтанная арматура, исключившая открытое фонтанирование и пожары. В 1914 г. профессор М.М. Тихвинский впервые в мире реализовал замкнутый цикл газлифтной добычи.

20 июня 1918 г. В.И. Ленин подписывает Декрет Совета народных комиссаров (СНК) РСФСР о национализации нефтяной промышленности, но гражданская война отодвинула ее реализацию. Фактически национализация нефтяной промышленности осуществлена в 1920 г.

Второй этап — с 1921 по 1950-е годы

Данный этап истории развития отечественной нефтяной промышленности является плановым. В этот период совершенствуется бурение скважин, а также создается новая техника для эксплуатации. Этап характеризуется организацией высших учебных заведений нефтегазового профиля, а также созданием сети научно-исследовательских и проектных институтов, что дало мощный толчок развитию нефтегазовой отрасли. Существенное влияние на освоение новых нефтяных регионов, в частности, Урало-Поволжья, оказал XVII съезд партии, который принял программу развития этого важнейшего для страны нефтяного района.

Ударное бурение заменяется роторным, а затем и турбинным. Разрабатываются новые способы породоразрушения: электробур, взрывное бурение. Освоено производство штанговых глубинных насосов, другого оборудования для добычи нефти. Создаются новые направления в нефтегазопромысловом деле, на базе которых формируются мощные научные коллективы. На этом этапе закла-

Таблица 1

Некоторые нефтедобывающие страны мира и динамика добычи нефти

Страна, год начала добычи нефти	Год и объем добычи нефти, млн. т/год													
	1900	**1905**	**1910**	**1915**	**1920**	**1925**	**1930**	**1940**	**1945**	**1955**	**1970**	**1980**	**1990**	**2000**
Румыния, 1856	0,223	0,605	1,131	1,644	1,017	2,274	5,671	5,904	4,753	10,575	13,377	-	-	-
США, 1859	8,713	18,358	28,633	38,497	60,554	104,531	123,026	185,361	234,681	332,80	474,178	427,0	470,0	368 (1995г.)
Италия, 1861	0,001	0,006	0,006	0,006	0,004	0,008	0,008	0,011	0,007	0,200	1,408	-	-	-
Канада, 1862	0,125	0,086	0,043	0,030	0,026	0,045	0,208	1,176	1,161	17,00	60,326	70,7	89,0	-
Россия(СССР), 1863	10,378	7,556	9,626	9,422	3,851	7,061	18,451	31,121	19,431	70,793	353,040	603,2	580,0	323,2
Индонезия, 1893	0,308	1,075	1,507	1,630	2,397	2,931	5,712	8,494	1,041	11,00	42,102	77,5	68,0	>70,0
Перу, 1896	0,037	0,051	0,171	0,352	0,384	1,264	1,698	1,657	1,876	2,30	3,450	-	6,3	5,7
Египет, 1911	-	-	-	0,029	0,142	0,167	0,272	0,890	1,287	1,816	20,900	-	-	~50,0
Венесуэла, 1917	-	-	-	-	0,068	2,685	18,632	25,345	44,251	111,00	193,209	113,0	115,9	154,0
Ирак, 1927	-	-	-	-	-	-	0,125	3,315	4,808	33,600	76,550	138,0	102,0	99,3
Саудовская Аравия, 1936	-	-	-	-	-	-	-	0,694	2,918	46,00	176,851	495,0	212,0	>397,0
Китай, 1939	-	-	-	-	-	-	-	0,001	0,066	0,966	20,00	103,0	133,0	156,0
Кувейт, 1946	-	-	-	-	-	-	-	1950	17,220	55,00	137,398	86,0	100,0	-

В Германии добыча нефти начата в 1865 г. и к 1955 г. достигла 3,15 млн.т/год

В Польше добыча нефти начата в 1874 г. и к 1955 г. достигла 0,2 млн.т/год

В 1901 г. Россия занимает первое место в мире по добыче нефти – 11,6 млн.т/год

В 1987 г. СССР занимает первое место в мире по добыче нефти – 629 млн.т/год

дываются и формируются новые науки: физика нефтяного и газового пласта; подземная гидрогазодинамика; разработка нефтяных и газовых месторождений; технология и техника добычи нефти и другие. В этот период в стране создан и функционирует новый мощный нефтяной регион — второе Баку (Урало-Поволжье) и разрабатывается программа поисков нефти и газа в Западной Сибири.

Если в 1901 г. Россия занимает первое место в мире по добыче нефти (11,6 млн.т), то к 1921 г. добыча упала до 3,85 млн. т. К 1926 г. она превышает 7 млн.т, а к началу Великой Отечественной войны достигает 31 млн.т (для сравнения США в 1940 г. добыли более 185 млн.т). К концу войны (1945) добыча нефти в СССР упала до 19,43 млн.т, а к 1951г. она возросла до 37,3 млн. т.

Третий этап — с 1951 по 1990-е годы

Характеризуется мощным развитием нефтегазового комплекса страны, в результате чего СССР восстанавливает позицию крупнейшей в мире нефтедобывающей державы. На рис. 1 представлена динамика годовой добычи нефти. Совершенно очевидно, что плановое развитие нефтяного комплекса и государственное регулирование этого развития составляют основу столь динамичного роста добычи нефти на этом этапе. С другой стороны, на этот процесс

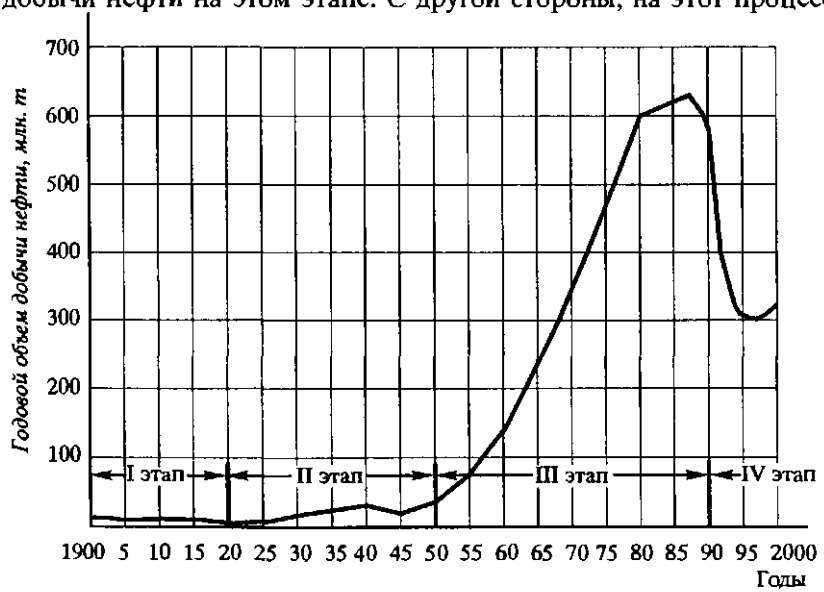


Рис. 1. Динамика годовой добычи нефти в России (СССР) в XX веке

оказало влияние и создание на предыдущем этапе мощной научной базы. В целом, этап характеризуется автоматизацией и диспетчеризацией объектов добычи и подготовки нефти, широким промышленным использованием последних достижений нефтяной науки в виде различных систем искусственного регулирования процесса выработки запасов, таких, как: поддержание пластового давления заводнением; различные технологии увеличения нефтеотдачи пластов, связанные как с воздействием в целом на залежь, так и на призабойные зоны скважин. Широко применяются современные технологии, материалы и оборудование на всех стадиях поисков, разведки и разработки месторождений. Современная вычислительная техника расширила возможности поиска рациональных решений сложнейших задач нефтегазового комплекса. В этот период освоен мощный нефтегазовый регион страны — Западная Сибирь. Но по целому ряду причин 1990 год стал последним годом, когда добыча нефти в стране превышала 500 млн. т. 1991 г. стал годом распада СССР, и Россия вступила в четвертый, современный этап развития.

Четвертый этап — с 1991 года по настоящее время

Объективно этап характеризуется акционированием в значительной степени нефтяного комплекса страны, падением годовой добычи нефти, значительным фондом простаивающих эксплуатационных скважин, коммерциализацией научных учреждений нефтяного комплекса и существенным снижением доли фундаментальных научных исследований вследствие практически полного прекращения их финансирования.

Такова краткая история развития отечественного нефтяного комплекса.

Что же мы понимаем под скважинной добычей нефти? Под скважинной добычей нефти понимается процесс извлечения проектного (рационального) количества продукции из пласта и подъем его на дневную поверхность по возможности бесперебойно и с минимальными затратами, базирующийся на совокупности технологических, технических и организационно-управленческих решений.

Основным объектом изучения в курсе «Скважинная добыча нефти» является сложная единая гидродинамическая система, схема которой представлена на рис. 2.

В данном случае система представлена семью элементами, каждый из которых характеризуется собственным законом работы.

Сложность изучения данной системы связана не только с изменением давления и температуры по длине скважины, но при определенных условиях — и с фазовыми превращениями. Кроме того,

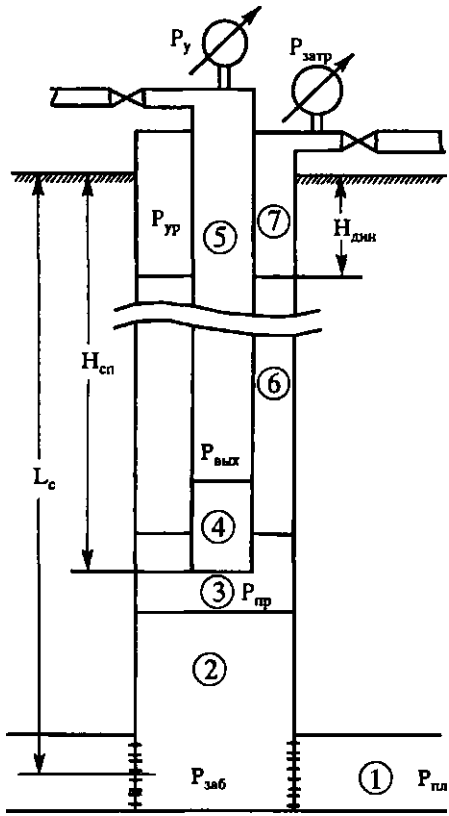


Рис. 2. Схема добывающей системы:

$P_{пл}$, $P_{заб}$ — соответственно пластовое и забойное давления; $P_{пр}$ — давленне на приеме погружного оборудования; $P_{вых}$ — давление на выходе из погружного оборудования; $P_{ур}$ — давление на динамическом уровне в затрубном пространстве; $P_у$ — давление на устье скважины в НКТ; $P_{затр}$ — давление на устье скважины в затрубном пространстве; $L_с$ — длина (глубина) скважины; $H_{сп}$ — глубина спуска погружного оборудования; $H_{дин}$ — динамический уровень; 1 — пласт (призабойная зона); 2 — скважина; 3 — область приема погружного оборудования; 4 — погружное оборудование (насос); 5 — подъемник; 6 — затрубное пространство, заполненное газожидкостной смесью; 7 — затрубное пространство, заполненное газом

в отдельных элементах системы протекают сложные физические явления, существенно меняющие законы работы взаимосвязанных элементов.

Не останавливаясь на законах работы каждого из элементов, отметим особую роль в системе двух элементов: второго и третьего. Второй элемент представлен подъемником большого диаметра и, казалось бы, особой трудности в изучении не представляет. На самом деле, при обводнении продукции скважины (а также при глу-

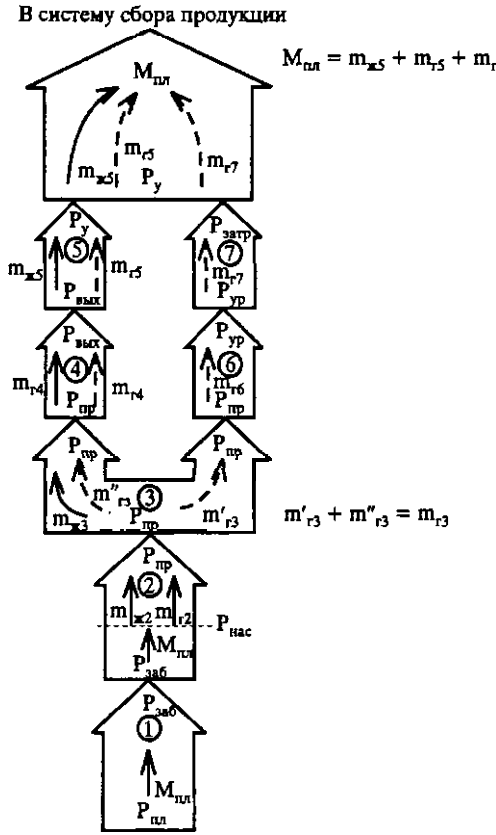


Рис. 3. Блок-схема гидродинамической системы:

$M_{пл}$ — масса продукции, поступающая из пласта в скважину; $m_ж$, $m_г$ — соответственно масса жидкой и газовой фаз

шении безводных скважин водой) в этом элементе происходят сложные гидродинамические явления, связанные с движением водонефтяной смеси и усугубляемые разделением воды и нефти.

Третий элемент — область приема погружного оборудования, в которой происходит естественная сепарация свободного газа, определяющая законы работы 4, 5, 6 и 7 элементов и именно поэтому роль этого элемента является особой.

Расчетная блок-схема изучаемой системы представлена на рис. 3. Как видно из этого рисунка, в третьем элементе происходит разделение материальных потоков: вся жидкая фаза и часть свободной газовой попадают в четвертый элемент; другая часть свободной газовой фазы, определяемая законом сепарации у приема погружного оборудования, попадает в 6 элемент системы.

Основными задачами при исследовании работы данной системы являются:

1. Изучение законов распределения давления и температуры в каждом из элементов.
2. Фазовые превращения в системе и влияние на них состава продукции, давления и температуры.
3. Исследование закона работы каждого из элементов на реальной продукции скважины.
4. Искусственное управление законами работы каждого из элементов с целью оптимизации (рационализации) процесса подъема продукции на дневную поверхность.
5. Подбор соответствующего скважинного оборудования и установление рационального режима его работы.

ГЛАВА 1
ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

Под скважиной будем понимать цилиндрическую горную выработку пространственной ориентации, диаметр которой существенно меньше ее длины, предназначенную для сообщения продуктивного горизонта с земной поверхностью.

1.1. ВИДЫ СКВАЖИН

По своему назначению скважины подразделяются на несколько видов, из которых основными и представляющими для нас интерес являются:

1. Разведочные.
2. Добывающие (нефть, газ, вода).
3. Нагнетательные (вода, газ, пар, воздух и т.д.).
4. Контрольные (пьезометрические).
5. Оценочные и др.

Добывающие и нагнетательные скважины составляют так называемый эксплуатационный фонд или эксплуатационные скважины.

Основным для каждого вида скважин является их конструкция. Под конструкцией скважины понимается совокупность обсадных труб (колонн) и дополнительных забойных устройств (и их пространственное расположение), спускаемых в пробуренный ствол и закрепляемых в нем, изменяющаяся в зависимости от назначения скважины и отличающаяся как по размерам, так и по материалам для их изготовления. Таким образом, конструкция зависит от назначения скважины и определяется геологическими, техническими и технологическими факторами. Она должна обеспечивать длительную бесперебойную эксплуатацию и позволять проводить все известные и перспективные технологические процессы, исследовательские и ремонтные работы, а также использовать все виды погружного оборудования.

1.2. ТРЕБОВАНИЯ К КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН

В зависимости от назначения скважин конструкция может существенно изменяться, но всегда должна удовлетворять некоторым общим требованиям, которые сводятся к следующему:

1. Надежное разобщение пройденных пород и их герметизация, что вытекает из требований охраны недр и окружающей среды и достигается за счет прочности и долговечности крепи, герметичности обсадных колонн, межколонных и заколонных пространств, а также за счет изоляции флюидонасыщенных горизонтов.

2. Получение максимального количества горно-геологической и физической информации по вскрываемому скважиной разрезу.

3. Возможность оперативного контроля за вероятным межколонным или заколонным перетоком флюидов.

4. Длительная безаварийная работа при условии безопасного ведения работ на всех этапах жизни скважины.

5. Конструкция должна иметь определенный диаметр обсадных труб, что особо относится к эксплуатационной колонне.

6. Быть стабильной (не изменять своих первоначальных характеристик в течение длительного времени или после проведения определенных технологических операций).

7. Эффективное фиксирование конструкции в стволе скважины.

8. Возможность аварийного глушения скважины.

9. Возможность трансформации одного вида скважины в другой за счет максимальной унификации по типоразмерам обсадных труб и ствола скважины.

Кроме перечисленных, конструкция скважины должна удовлетворять определенным технологическим требованиям, основными из которых являются:

1. Хорошая гидравлическая характеристика (минимум сопротивлений).

2. Максимально возможное использование пластовой энергии в процессе подъема продукции на дневную поверхность за счет выбора оптимального диаметра эксплуатационной колонны и конструкции забоя.

3. Возможность проведения всех видов исследований известными и перспективными глубинными приборами.

4. Проведение всех технологических операций в скважине, в том числе и по воздействию на продуктивный горизонт.

5. Применение различных способов эксплуатации с использованием эффективного оборудования, в том числе и с большими нагрузками на стенку скважины (колонны).

1.3. ФИЗИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ, ПРОТЕКАЮЩИЕ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИНЫ В ПЕРИОД ВСКРЫТИЯ, ВЫЗОВА ПРИТОКА, ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ

Различают первичное и вторичное вскрытие продуктивного горизонта. Под первичным вскрытием понимается процесс разбуривания продуктивного горизонта долотом. Вторичное вскрытие — процесс связи внутренней полости скважины с продуктивным горизонтом (перфорация скважины).

Так как процессы и первичного, и вторичного вскрытия являются процессами временными, то за время вскрытия в призабойной зоне скважины (ПЗС) могут происходить различные физические и химические превращения. Ниже мы остановимся, в основном, на физических процессах, протекающих в ПЗС в период первичного и вторичного вскрытия, вызова притока, освоения и эксплуатации.

К основным факторам, определяющим коэффициент проницаемости (а следовательно, и коэффициент подвижности) ПЗС во времени, относятся:

1. Кольматация — процесс загрязнения ПЗС механическими частицами, содержащимися в жидкостях с возможным последующим их набуханием. Если же в ПЗС попадают только фильтраты различных растворов, то в этом случае возможно набухание частиц цементирующего материала терригенной горной породы или самих частиц скелета породы.

2. Проникновение в ПЗС фильтратов различных растворов и жидкостей, используемых в период первичного, вторичного вскрытия, вызова притока и освоения.

3. Термодинамическая неустойчивость забойных условий со стороны скважины и призабойной зоны.

4. Оплавляемость поверхностей перфорационных каналов в процессе перфорации.

В табл.1.1 представлены основные факторы, определяющие загрязнение ПЗС; процессы, протекающие в ПЗС, а также основные следствия этих процессов.

Анализ данной таблицы показывает, что в процессе вскрытия продуктивного горизонта, вызова притока, освоения и эксплуатации в ПЗС происходят существенные изменения, влияющие на продуктивность скважины.

Таблица 1.1

Факторы загрязнения ПЗС

Основные факторы, определяющие загрязнение ПЗС	Процесс, протекающий в ПЗС	Следствие процесса
1	2	3
Кольматация	— насыщение порового пространства ПЗС частицами глинистого или цементного материала ; — набухание глинистых и цементных частиц или зерен скелета породы ; — адгезия набухших частиц поверхностью фильтрационных каналов; — облитерация.	1. Снижение проницаемости ПЗС и коэффициента подвижности. 2. Изменение структуры фильтрационных каналов. 3. Закупорка фильтрационных каналов механическими частицами. 4. Сложность вызова притока при освоении скважины.
Проникновение в ПЗС фильтратов бурового и цементного растворов, жидкостей глушения и освоения	— изменение фазовых проницаемостей; — изменение свойств поверхности твердого тела; — адсорбция химических реагентов из фильтрата бурового раствора; — диффузионное «перемешивание» различных фильтратов и жидкостей с возможным образованием твердых осадков; — образование водонефтяных эмульсий; — изменение pH среды; — окисление нефти.	1. «Неподвижность» одной из жидкостей. 2. Снижение проницаемости ПЗС и коэффициента подвижности. 3. Изменение фильтрационных свойств системы. 4. Закупорка фильтрационных каналов и изменение структуры порового пространства. 5. Сложность вызова притока при освоении скважины.
Термодинамическая неустойчивость забойных условий со стороны скважины и призабойной зоны	— изменение свойств дисперсионной среды и дисперсной фазы бурового и цементного растворов; — изменение свойств жидкостей промывки, глушения и освоения; — изменение свойств пластовых флюидов; — образование эмульсий;	1. Снижение проницаемости ПЗС и коэффициента подвижности. 2. «Неподвижность» одной из жидкостей (как правило, нефти). 3. Закупорка фильтрационных каналов и изменение структуры порового пространства.

1	2	3
Термодинамическая неустойчивость забойных условий со стороны скважины и призабойной зоны	— фазовые превращения в системе; — выделение газа из нефти; — растворение газа в фильтратах и жидкостях; — выпадение асфальто-смоло-парафиновых компонентов нефти в поровом пространстве; — образование и выпадение солей.	4. Сложность вызова притока при освоении скважины.
Оплавляемость поверхностей перфорационных каналов в процессе перфорации	— образование сети микротрещин, покрытых фильтрационными корками из тонкодисперсных материалов.	Снижение проницаемости ПЗС и коэффициента подвижности.

При технологически обоснованном режиме бурения с использованием глинистого раствора на стенке скважины образуется глинистая корка. Проникновение в ПЗС фильтратов через глинистую корку происходит как за счет разности давлений в скважине и пласте (репрессии), так и за счет капиллярных сил и осмотического давления.

Динамика насыщения ПЗС фильтратами растворов и жидкостями в период «первичное вскрытие — освоение» показано на рис. 1.1.

Диаметр зоны проникновения фильтратов и жидкостей может достигать определенных величин, а процесс расформировывания этой зоны является достаточно сложным и длительным.

По условиям образования зоны проникновения фильтратов (при вскрытии пласта на глинистом растворе) и различных технологических жидкостей и замещения ими пластового флюида призабойные зоны можно разделить на три категории:

1. ПЗС, проницаемость которой равна проницаемости глинистой корки на стенке скважины. В этом случае фильтрация из скважины в ПЗС происходит так, как будто глинистая корка отсутствует.

2. ПЗС, проницаемость которой выше проницаемости глинистой корки на стенке скважины. В такие пласты фильтрат проникает, в основном, в процессе бурения в период до полного формирования глинистой корки. Диаметр зоны проникновения фильтрата

бурового раствора может быть оценен в 1–2 диаметра скважины и зависит только от времени формирования глинистой корки.

3. ПЗС, проницаемость которой ниже проницаемости глинистой корки. В такие пласты фильтрат поступает в процессе бурения и простоя необсаженных скважин, а диаметр зоны проникновения фильтрата может достигать значительных величин.

Так как при прочих равных условиях объем фильтрата или жидкостей, поступающих в ПЗС, является функцией времени, то эффективность вызова притока, освоения и эксплуатации скважины зависит от того, сколько времени прошло с момента первичного вскрытия до

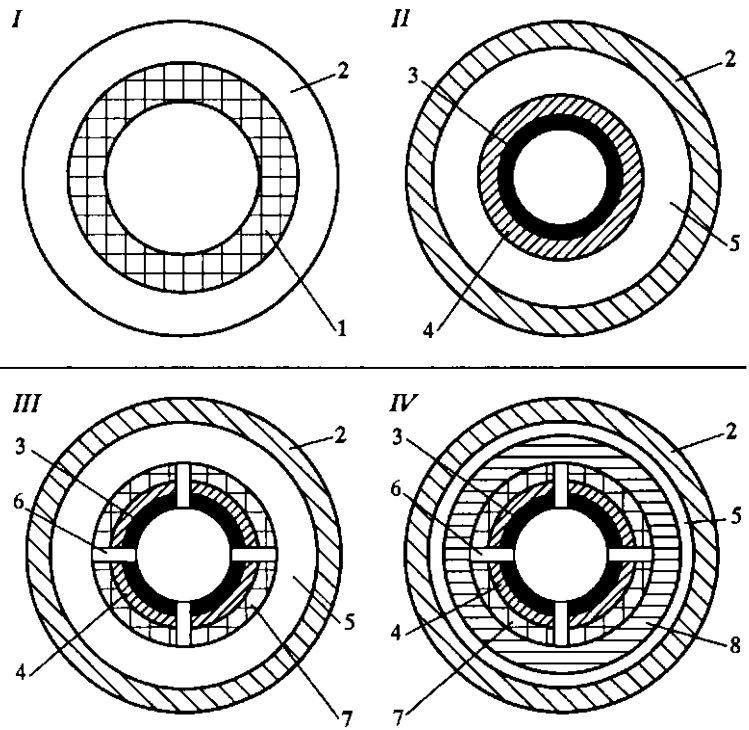


Рис. 1. 1. Динамика насыщения ПЗС фильтратами растворов и жидкостями:

***I*—*IV* фазы: *I* — первичного вскрытия, *II* — цементирования обсадной колонны, *III* — вторичного вскрытия (перфорация), *IV* — освоения; 1 — глинистая корка; 2 — фильтрат бурового раствора; 3 — обсадная колонна; 4 — цементное кольцо; 5 — фильтрат цементного раствора; 6 — перфорационное отверстие; 7 — жидкость глушения; 8 — жидкость освоения**

момента вызова притока. На практике необходимо организовать процесс строительства скважины так, чтобы это время было минимально возможным. Чем дольше скважина ожидает спуска обсадной колонны и ее цементирования, перфорации и вызова притока, тем вероятнее и значительнее загрязнение призабойной зоны и тем дольше и малоуспешнее будет процесс вызова притока и освоения.

В процессе бурения скважины горные породы испытывают как сжимающие, так и растягивающие напряжения. Напряженное состояние плоского элемента горной породы (рис. 1.2) под действием сжимающих и растягивающих усилий во взаимно перпендикулярных плоскостях характеризуется разностью относительных деформаций, которая при определенных условиях может вызвать сдвиг породы.

Обозначим:

$$\left.\begin{aligned} l_{сж} &= l_1 - l_1', \\ l_р &= l_2' - l_2 \end{aligned}\right\}, \qquad (1.1)$$

где l_1, l_2 — соответственно параметры образца породы (высота и длина) перед приложением нагрузок;

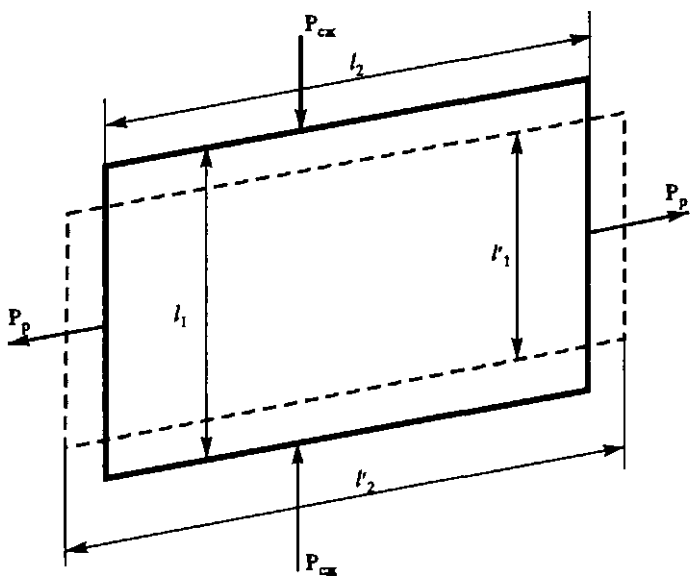


Рис. 1. 2. Схема напряженного состояния плоского элемента горной породы

l_1', l_2' — соответственно размеры образца породы (высота и длина) после приложения сжимающей $P_{сж}$ и растягивающей $P_р$ нагрузок.

Тогда относительные деформации сжатия $\varepsilon_{сж}$ и растяжения $\varepsilon_р$ можно записать в виде:

$$\left.\begin{aligned} \varepsilon_{сж} &= \frac{l_{сж}}{l_1}, \\ \varepsilon_р &= \frac{l_р}{l_2} \end{aligned}\right\}. \qquad (1.2)$$

Для объема образца горной породы действие сжимающих и растягивающих нагрузок может привести к изменению его первоначального объема, т.е.

$$\varepsilon_{сж} - \varepsilon_р = \frac{\sigma_{сж}}{E_{сж}} - \frac{\sigma_р}{E_р} = \frac{\Delta V}{V}, \qquad (1.3)$$

где $\sigma_{сж}$, $\sigma_р$ — соответственно напряжения на сжатие и растяжение;

$E_{сж}$, $E_р$ — соответственно модуль Юнга горной породы на сжатие и растяжение;

ΔV — изменение объема образца горной породы (дилатансия);

V — первоначальный объем образца горной породы.

Дилатансия характерна для всех пород. Из выражения (1.3) следует, что дилатансия может быть отрицательной (порода уплотняется), положительной (порода разрыхляется) и нулевой. Знак дилатансии зависит от свойств породы, в частности, от ее прочности, пористости и структуры порового пространства. Оценку дилатансионной способности горных пород можно провести, например, введением понятия критической плотности горной породы [Замахаев В.С., 1987].

Критическая плотность горной породы — это плотность, при которой дилатансия равна нулю при любом конечном сдвиге породы. При начальной плотности, меньше критической, порода при сдвиге уплотняется, в противном случае — разрыхляется. При дилатансии породы происходит перестройка структуры порового пространства, что может привести к анизотропии проницаемости в ПЗС даже в изотропном пласте. Очевидно, что дилатансия является функцией времени и развивается в процессе объемной ползучести горных пород.

Так, с увеличением времени вскрытия продуктивного горизонта и вызова притока (освоением скважины) частичное изменение проницаемости ПЗС в процессе объемной ползучести может привести к снижению коэффициента продуктивности скважины.

Таким образом, к моменту вторичного вскрытия пласта перфорацией ПЗС может быть уплотненной или разрыхленной, что сказывается на качестве гидродинамической связи пласта со скважиной. Качество этой связи зависит также от свойств флюидов, находящихся в ПЗС, и их взаимодействия как между собой, так и с горной породой.

Фильтрация флюидов (даже малой вязкости) в местах резкого сужения фильтрационных каналов может сопровождаться их закупориванием коллоидными частицами или продуктами окисления фильтрующегося флюида — облитерацией. Облитерация зависит от свойств твердой поверхности, по которой фильтруется флюид, от температуры (с ростом температуры склонность к облитерации возрастает), от колебательных процессов в системе (при вибрационном воздействии на систему облитерация не возникает). Таким образом, облитерация может быть одной из причин ухудшения фильтрационных характеристик ПЗС и отсутствия притока.

К основным причинам снижения проницаемости призабойной зоны в процессе эксплуатации скважин можно отнести следующие.

1. Для добывающих скважин:

— проникновение жидкости глушения (пресной или соленой воды) или жидкости промывки в процессе подземного ремонта;

— проникновение пластовой воды в ПЗС (в обводненных скважинах) при остановках скважин;

— набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой;

— образование водонефтяной эмульсии;

— выпадение и отложение асфальто-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно-добываемой воды при изменении термобарических условий;

— проникновение в ПЗС механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

2. Для нагнетательных скважин:

— набухание глинистых пород при контакте с пресной закачиваемой водой, а также с растворами определенных химических реагентов;

— смена в процессе закачки минерализованной воды на пресную с образованием и отложением солей;

— кольматация ПЗС твердой фазой промывочной жидкости при ремонтных и других работах в скважине;

— повышенная остаточная нефтенасыщенность в призабойных зонах скважин, которые до перевода под нагнетание воды работали как добывающие.

Существенным фактором снижения эффективности выработки запасов и конечного коэффициента нефтеотдачи является обводнение добывающих скважин, приводящее к снижению фазовой проницаемости для нефти. До настоящего времени нет каких-либо определенных рекомендаций по оценке размеров ПЗС, что в значительной степени осложняет разработку рациональной технологии первичных обработок ПЗС с целью интенсификации добычи нефти, но, главным образом, это сказывается на повторных обработках.

Чтобы наметить подходы к количественной оценке размеров ПЗС, рассмотрим приток жидкости в скважину.

1.4. ПРИТОК ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНУ. ПРИЗАБОЙНАЯ ЗОНА СКВАЖИНЫ

Рассмотрим задачу притока жидкости в скважину в круговом пласте, схема которого представлена на рис. 1.3.

Для решения задачи введем следующие допущения:

1. Пласт круговой, в центре которого расположена единственная (!) совершенная скважина.
2. Пласт однородный и изотропный постоянной толщины.
3. Процесс течения флюида изотермический (μ = const).
4. Движение жидкости плоско-радиальное и соответствует закону Дарси.
5. В процессе фильтрации отсутствуют любые физические и химические реакции.

Запишем уравнение Дарси:

$$Q = k\frac{F\Delta P}{\mu l}, \qquad (1.4)$$

где Q — объемный расход жидкости, м^3/с;

F — поверхность фильтрации, м^2;

ΔP — перепад давлений, Н/м^2;

μ — вязкость флюида, $\frac{\text{Н}}{\text{м}^2}\cdot\text{с}$;

l — путь течения флюида, м;

k — коэффициент пропорциональности, который учитывает не только среду, в которой осуществляется фильтрация, но и все процессы взаимодействия между фильтрующимся флюидом и твердой поверхностью среды, м^2.

Для схемы рис. 1.3 обозначим:

$R_к$ — радиус контура питания, м;

$r_с$ — радиус скважины, м;

h — толщина пласта, м;

$P_к$ — давление на контуре питания, Н/м^2;

$P_{заб}$ — давление на забое скважины, Н/м^2.

Выделим мысленно (см. рис. 1.3) на расстоянии r от оси скважины элемент пласта толщиной dr. Перепад давлений на этом эле-

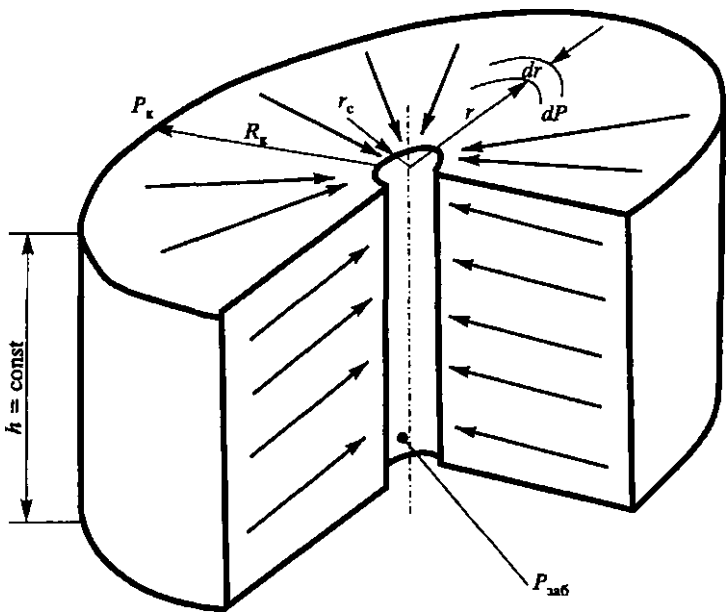


Рис. 1. 3. К выводу уравнения Дюпюи

менте обозначим через dP. Поверхность фильтрации для выделенного элемента такова:

$$F = 2\pi rh \,. \tag{1.5}$$

Запишем уравнение Дарси для рассматриваемой схемы:

$$Q = k\frac{2\pi rhdP}{\mu dr};$$

после разделения переменных получим:

$$Q\frac{dr}{r} = \frac{2\pi kh}{\mu}dP \,. \tag{1.6}$$

Пределами интегрирования для уравнения (1.6) являются:
по P: от $P_к$ до $P_{заб}$;
по r: от $R_к$ до $r_с$.

Таким образом, имеем:

$$Q\int_{r_с}^{R_к}\frac{dr}{r} = \frac{2\pi kh}{\mu}\int_{P_{заб}}^{P_к}dP \,. \tag{1.7}$$

После интегрирования получаем:

$$Q = \frac{2\pi kh\left(P_к - P_{заб}\right)}{\mu \ln\dfrac{R_к}{r_с}} \,. \tag{1.8}$$

Уравнение (1.8) называется уравнением Дюпюи и описывает приток жидкости в скважину для схемы на рис. 1.3 при принятых допущениях.

Как видно из (1.8), распределение давления в пласте вокруг работающей скважины является логарифмическим, что представлено на рис. 1.4.

Давление на контуре питания $P_к$ является пластовым статическим давлением $P_{пл.ст}$, в дальнейшем просто $P_{пл}$ ($P_{пл.ст}$ — статическое пластовое давление — давление, которое существует в системе до момента отбора продукции, т.е. когда $Q = 0$). Давление вокруг работающей скважины в любой точке пласта (между давлением на забое скважины и давлением на контуре питания) называется динамическим пластовым давлением $P_{пл.дин}$. Динамическое пластовое давление на стенке скважины будем называть забойным давлением $P_{заб}$.

Разность между статическим и динамическим пластовыми давлениями называется депрессией ΔP:

$$\Delta P = P_{\text{пл. ст}} - P_{\text{пл. дин}},$$

$$\Delta P = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}. \qquad (1.9)$$

Если линию распределения давления мысленно повернуть вокруг оси скважины, получим так называемую воронку депрессии. Из рис. 1.3 видно, что депрессия (потери энергии при движении продукции от контура питания до стенки скважины) существенно возрастает на определенном расстоянии от стенки скважины.

Под призабойной зоной скважины (ПЗС) будем понимать зону, прилегающую к стенкам скважины, в которой существенно возрастают фильтрационные сопротивления движению продукции. До настоящего времени не существует никаких рекомендаций по численному определению радиуса этой зоны, что в значительной степени осложняет оценку эффективности различных методов искусственного воздействия на призабойные зоны скважин и сравнение их между собой.

Рассмотрим некоторые возможности численной оценки размеров ПЗС. Первая возможность базируется на аппроксимации вет-

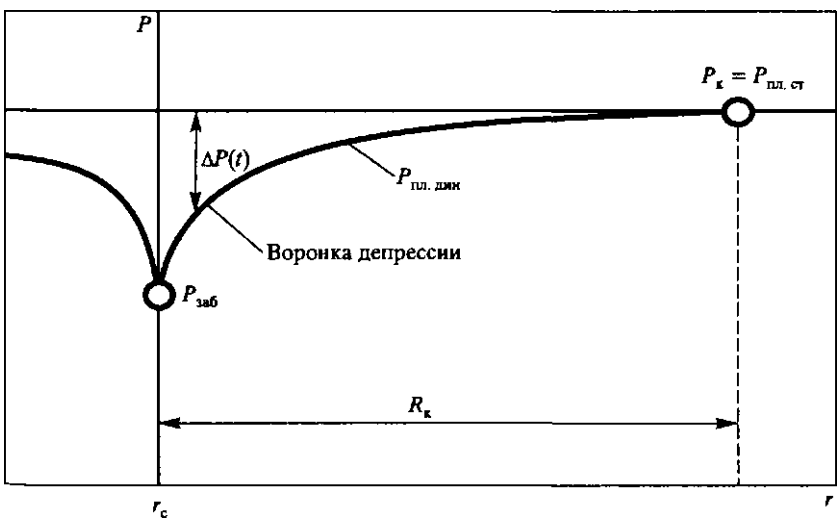


Рис. 1.4. Распределение давления в пласте вокруг работающей скважины

вей логарифмической зависимости $P = f(r)$ прямыми линиями 1 и 2, которые пересекаются в точке А (см. рис. 1.5). Эта точка и дает размеры (радиус) призабойной зоны скважины — $r_{пзс}$. Данный прием не является единственно возможным. Численная оценка размеров призабойной зоны может быть определена и по-другому. Например, можно разбить суммарные потери энергии при движении продукции от контура питания до стенки скважины поровну, т.е. чтобы площади S_1 и S_2 были равны (см. рис. 1.6). Граница этих площадей и будет численно определять радиус ПЗС. Совершенно очевидно, что для оценки размеров ПЗС можно предложить и другие методы.

Важно подчеркнуть: какой бы метод оценки размеров ПЗС не использовался, если возникает необходимость сравнения результатов, зависящих от размеров ПЗС, при этом сравнении необходимо в обоих случаях использовать один и тот же метод расчета размеров (радиуса) ПЗС.

1.5. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ СОВЕРШЕНСТВО СКВАЖИН

Процесс течения продукции в пористой среде сопровождается определенными фильтрационными сопротивлениями, которые являются неизвестными. В призабойной зоне скважины возникают

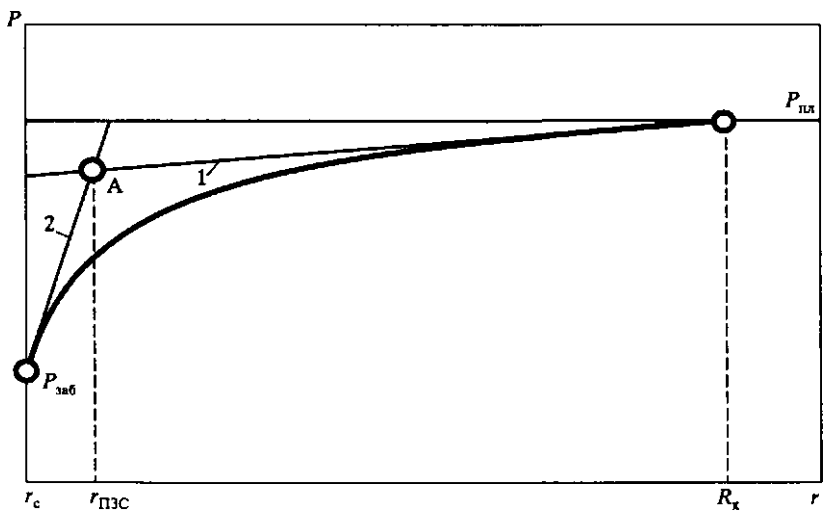


Рис. 1.5. Первый вариант определения радиуса ПЗС

дополнительные фильтрационные сопротивления, связанные, во-первых, с наличием самой скважины и, во-вторых, с конкретным ее исполнением.

Для сравнения скважин между собой и оценки каждой конкретной скважины вводятся понятия гидродинамически совершенной скважины и гидродинамически несовершенных скважин.

На рис. 1.7 приведены схемы гидродинамически совершенной и гидродинамически несовершенных скважин.

Под гидродинамически совершенной будем понимать такую скважину, которая вскрыла продуктивный горизонт на всю его толщину h и в которой отсутствуют любые элементы крепи (обсадная колонна, цементный камень, забойные устройства), т.е. скважина с открытым забоем. При течении продукции в такую скважину фильтрационные сопротивления обусловлены только характеристикой продуктивного горизонта и являются минимально возможными (рис. 1.7 а). Большинство реальных скважин относятся к гидродинамически несовершенным. Среди гидродинамически несовершенных скважин выделяют:

1. Несовершенные по степени вскрытия — НСВ (рис. 1.7 б);
2. Несовершенные по характеру вскрытия — НХВ (рис. 1.7 в);
3. Несовершенные по степени и характеру вскрытия — НСХВ (рис. 1.7 г).

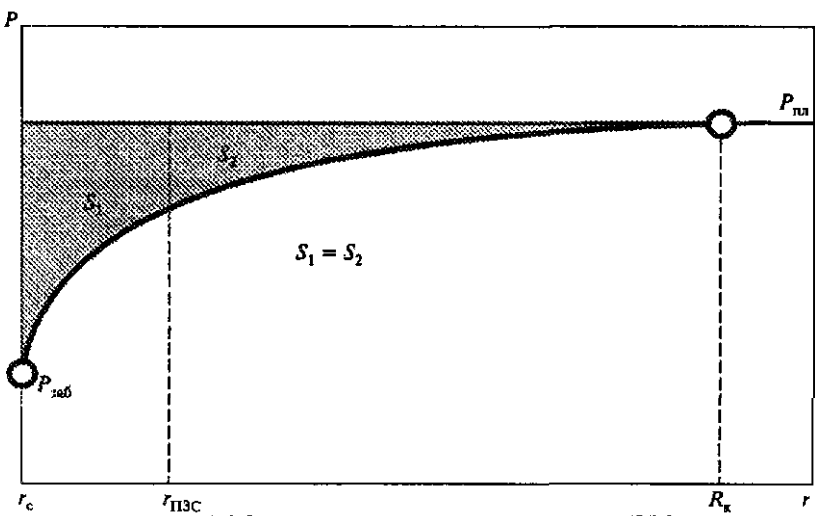


Рис. 1.6. Второй вариант определения радиуса ПЗС

Для таких скважин в призабойной зоне возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, определяемые видом несовершенства.

1. Для скважин, несовершенных по степени вскрытия

Несовершенными по степени вскрытия называются скважины, которые вскрывают продуктивный горизонт не на всю толщину.

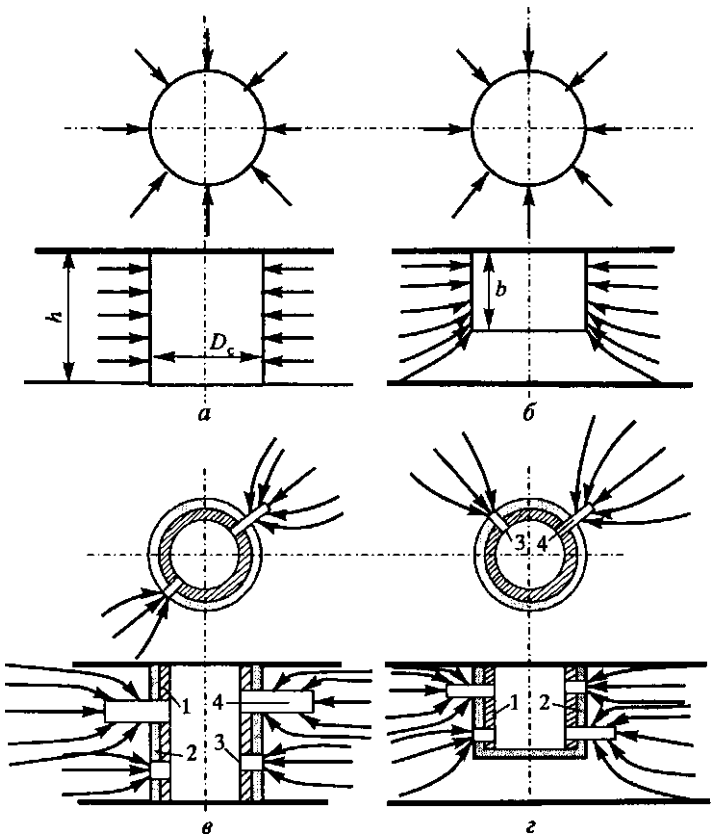


Рис. 1.7. Схемы гидродинамически совершенной (а) и гидродинамически несовершенных скважин: б — по степени вскрытия; в — по характеру вскрытия; г — по степени и характеру вскрытия;

1 — обсадная колонна; 2 — цементный камень; 3 — перфорационное отверстие; 4 — перфорационный канал

Введем следующие обозначения:

h — толщина продуктивного горизонта, м;

D_c — диаметр скважины по долоту, м;

b — часть толщины продуктивного горизонта, вскрытого скважиной, м;

δ — относительное вскрытие:

$$\delta = \frac{b}{h}, \tag{1.10}$$

a — безразмерная толщина пласта:

$$a = \frac{h}{D_c}. \tag{1.11}$$

Как видно из рис. 1.7 б, дополнительные фильтрационные сопротивления для таких скважин связаны с искривлением линий тока (т.е. геометрии течения) и могут быть учтены введением их в уравнение Дюпюи.

Имеем для совершенной скважины:

$$Q_c = \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_к}{r_c}}, \tag{1.12}$$

где r_c — радиус скважины по долоту $r_c = D_c/2$.

Знаменатель выражения (1.12) и есть фильтрационные сопротивления $R_ф$ при течении продукции к совершенной скважине, т.е.

$$R_ф = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_к}{r_c}. \tag{1.13}$$

С учетом этого выражения (1.12) запишем в виде:

$$Q_c = \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{R_ф}. \tag{1.14}$$

Обозначим дополнительные фильтрационные сопротивления через $R_{доп}$. По аналогии с (1.13) запишем:

$$R_{доп} = \frac{\mu}{2\pi kh} C_1, \tag{1.15}$$

где C_1 — некоторый коэффициент, учитывающий возрастание фильтрационных сопротивлений за счет изменения геометрии

течения продукции к несовершенной по степени вскрытия скважине.

Дебит несовершенной по степени вскрытия скважины обозначим через $Q_{\text{несв}}$:

$$Q_{\text{несп}} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{R_{\text{ф}} + R_{\text{доп}}} = \frac{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\frac{\mu}{2\pi kh}\ln\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + \frac{\mu}{2\pi kh}C_1}$$

или

$$Q_{\text{несв}} = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\mu\left(\ln\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C_1\right)}. \qquad (1.16)$$

Выражение (1.16) может быть использовано для расчета дебита несовершенных по степени вскрытия скважин. При этом дополнительные фильтрационные сопротивления учитываются коэффициентом C_1

$$C_1 = f(\delta, a), \qquad (1.17)$$

определяемым по специальным графикам (например, по графикам В.И. Щурова).

2. Для скважин, несовершенных по характеру вскрытия

Несовершенными по характеру вскрытия называются скважины, которые вскрывают пласт на всю толщину, но скважина обсажена и проперфорирована.

Введем следующие обозначения:

n — плотность перфорации на один погонный метр, отв/м;

l' — средняя длина перфорационного канала, м;

d' — диаметр перфорационного канала, м;

— параметр $nD_{\text{с}}$;

— безразмерная длина перфорационного канала

$$l = l'/D_{\text{с}}; \qquad (1.18)$$

— безразмерный диаметр перфорационного канала

$$d = d'/D_{\text{с}}. \qquad (1.19)$$

Дополнительные фильтрационные сопротивления для таких скважин связаны с изменением геометрии течения продукции вследствие наличия перфорационных отверстий и каналов. По аналогии с выражением (1.15) запишем:

$$R_{доп} = \frac{\mu}{2\pi kh} C_2, \qquad (1.20)$$

где C_2 — некоторый коэффициент, учитывающий возрастание фильтрационных сопротивлений вследствие изменения геометрии течения продукции из-за наличия перфорационных отверстий и каналов.

Дебит несовершенной по характеру вскрытия скважины обозначим через $Q_{нхв}$. Тогда по аналогии с (1.16) запишем:

$$Q_{нхв} = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu\left(\ln\frac{R_к}{r_c} + C_2\right)}. \qquad (1.21)$$

При этом коэффициент дополнительных фильтрационных сопротивлений за счет несовершенства по характеру вскрытия C_2

$$C_2 = f(nD_c, l, d) \qquad (1.22)$$

определяется по специальным графикам.

3. Для скважин, несовершенных по степени и характеру вскрытия

В этом случае на фильтрационную картину течения продукции к несовершенной по степени вскрытия скважине накладывается фильтрационная картина течения продукции к перфорированным отверстиям и перфорационным каналам. На рис. 1.8 показана такая картина течения продукции к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине. Видно, что в I области течение плоско-радиальное и справедливым остается уравнение Дюпюи в виде (1.8); во II области фильтрационная картина существенно отличается от таковой в I области, что вызвано несовершенством скважины как по степени, так и по характеру вскрытия и появлением дополнительных фильтрационных сопротивлений, учитываемых коэффициентами C_1 и C_2. Суть вопроса заключается в том, каким образом для такого вида несовершенства взаимосвязаны коэффициенты C_1 и C_2? Для ответа на этот вопрос реальную фильтрационную картину, представленную на рис. 1.8, заменим схематизированной, которая представлена на рис. 1.9. Схематизацию течения продукции выполним, введя фиктивную скважину, несовершенную по степени вскрытия, радиус которой $r_{фс}$. В этом случае рассматривается течение продукции:

— в пределах от $R_к$ до $r_{фс}$ — как течение к скважине, несовершенной по степени вскрытия (дополнительные фильтрационные сопротивления учитываются коэффициентом C_1);

— в пределах от $r_{фс}$ до r_c — как течение к скважине, несовершенной по характеру вскрытия (дополнительные фильтрационные сопротивления учитываются коэффициентом C_2).

Для приведенной схемы фильтрационные сопротивления в I области (от $R_к$ до $r_{фс}$) складываются из:

— фильтрационного сопротивления $R_ф$, которое по аналогии с (1.13) таково:

$$R_ф = \frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_к}{r_{фс}}; \qquad (1.23)$$

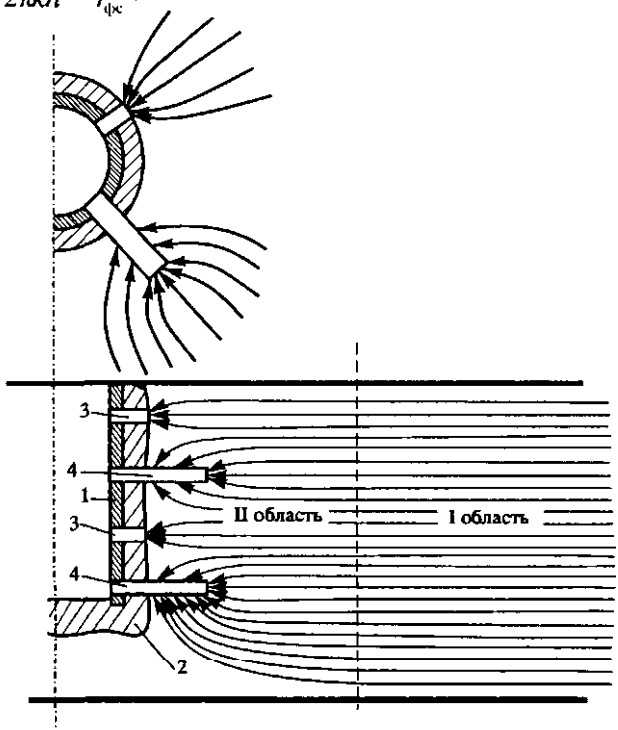


Рис. 1.8. Фильтрационная картина течения продукции к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине:

I — область, в которой фильтрация подчиняется закону Дарси — плоскорадиальная фильтрация; II — область нарушения закона Дарси, в которой возникают дополнительные фильтрационные сопротивления, учитываемые коэффициентами C_1 и C_2; 1 — обсадная колонна; 2 — цементный камень; 3 — перфорационное отверстие; 4 — перфорационный канал

— дополнительного фильтрационного сопротивления, которое по аналогии с (1.15) таково:

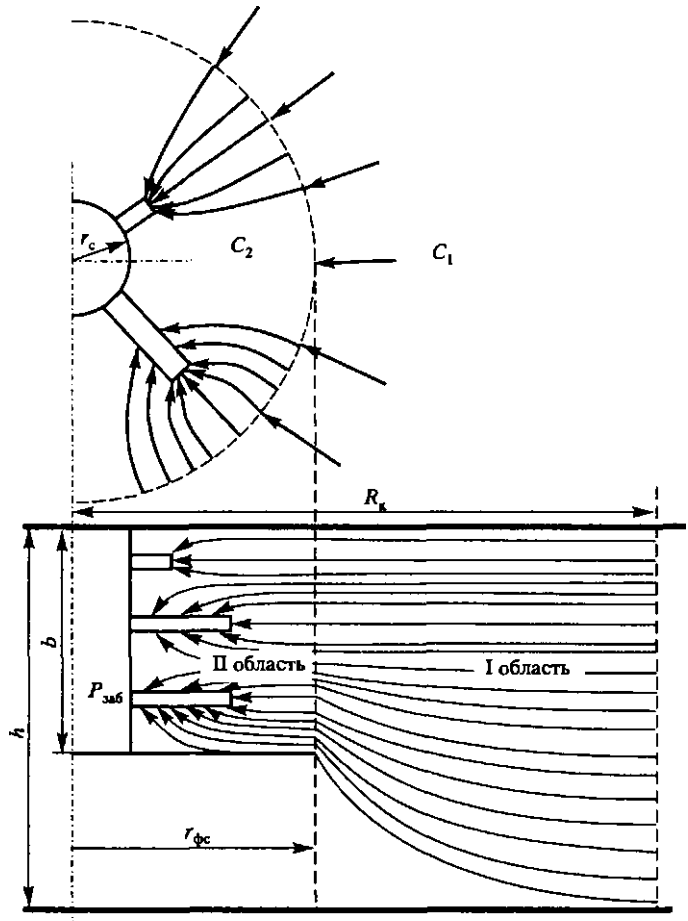


Рис. 1.9. Схематизированная фильтрационная картина течения продукции к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине:

I — область дополнительных фильтрационных сопротивлений к несовершенной по степени вскрытия фиктивной скважине, учитываемых коэффициентом C_1; II — область дополнительных фильтрационных сопротивлений к несовершенной по характеру вскрытия скважине, учитываемых коэффициентом C_2; r_c, $r_{фс}$, $R_к$ — соответственно радиус реальной скважины, радиус фиктивной скважины и радиус контура питания; b — вскрытая часть пласта толщиной h

$$R_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh} C_1 . \qquad (1.24)$$

Для II области (от $r_{\text{фс}}$ до $r_{\text{с}}$) фильтрационные сопротивления складываются из:

— фильтрационного сопротивления $R'_{\text{ф}}$, которое по аналогии с (1.13) таково:

$$R'_{\text{ф}} = \frac{\mu}{2\pi kb} \ln \frac{r_{\text{фс}}}{r_{\text{с}}}, \qquad (1.25)$$

где в соответствии с (1.10)

$b = h \cdot \delta$.

Тогда с учетом этого выражения (1.25) запишем в виде:

$$R'_{\text{ф}} = \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \ln \frac{r_{\text{фс}}}{r_{\text{с}}}; \qquad (1.26)$$

— дополнительного фильтрационного сопротивления, которое по аналогии с (1.20) таково:

$$R'_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \cdot C_2 . \qquad (1.27)$$

Дебит несовершенной по степени и характеру вскрытия скважины $Q_{\text{несв}}$ для схематизированной картины течения (рис. 1.9) с учетом выражений (1.23), (1.24), (1.25) и (1.27) таков:

$$Q_{\text{несв}} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{фс}}} + \frac{\mu}{2\pi kh} C_1 + \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} \ln \frac{r_{\text{фс}}}{r_{\text{с}}} + \frac{\mu}{2\pi kh \cdot \delta} C_2} . \qquad (1.28)$$

Для реальной фильтрационной картины запишем:

$$Q_{\text{несв}} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\frac{\mu}{2\pi kh} \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C \right)}, \qquad (1.29)$$

где $\frac{\mu}{2\pi kh} \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}$ — фильтрационные сопротивления при движении продукции от $R_{\text{к}}$ до $r_{\text{с}}$;

$\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C$ — дополнительные фильтрационные сопротивления за

счет несовершенства скважины по степени и характеру вскрытия, определяемые коэффициентом C.

Приравнивая правые части выражений (1.29) и (1.28), получим:

$$\ln\frac{R_к}{r_с}+C=\ln\frac{R_к}{r_{фс}}+C_1+\frac{1}{\delta}\ln\frac{r_{фс}}{r_с}+\frac{1}{\delta}C_2,$$

откуда находим коэффициент С

$$C=C_1+\frac{1}{\delta}C_2+\frac{(1-\delta)}{\delta}\ln\frac{r_{фс}}{r_с}. \qquad (1.30)$$

Таким образом, коэффициент дополнительных фильтрационных сопротивлений при течении продукции к несовершенной по степени и характеру вскрытия скважине не является простой суммой коэффициентов C_1 и C_2, а зависит не только от этих коэффициентов, но и относительного вскрытия пласта и радиусов фиктивной ($r_{фс}$) и реальной ($r_с$) скважин. Принимая, например, $r_{фс} = 10r_с$, получим:

$$C=C_1+\frac{1}{\delta}C_2+2{,}3\frac{(1-\delta)}{\delta}. \qquad (1.31)$$

Резюмируя, отметим, что рассмотренные виды несовершенства скважин учитывают только изменение геометрии течения продукции в сравнении с таковой для совершенной скважины.

1.6. КОЭФФИЦИЕНТ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА. ПРИВЕДЕННЫЙ РАДИУС СКВАЖИНЫ

Любое гидродинамическое несовершенство скважины приводит к снижению дебита, как это видно из выражений (1.16), (1.21) и (1.29). В общем случае дебит несовершенной скважины $Q_{нс}$ запишем в виде:

$$Q_{нс}=\frac{2\pi kh(P_{пл}-P_{заб})}{\mu\left(\ln\frac{R_к}{r_с}+C\right)}. \qquad (1.32)$$

Коэффициентом гидродинамического совершенства скважины φ назовем отношение дебита несовершенной скважины $Q_{нс}$ к дебиту совершенной скважины $Q_с$, вычисляемому по выражению (1.8)

$$\varphi = \frac{Q_{нс}}{Q_c}, \tag{1.33}$$

или с учетом (1.32) и (1.8)

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_к}{r_c}}{\ln \frac{R_к}{r_c} + C}, \tag{1.34}$$

откуда

$$C = \frac{(1-\varphi)}{\varphi} \ln \frac{R_к}{r_c}.$$

Подставляя в (1.34) выражение для C из (1.30), получим:

$$\varphi = \frac{\ln \frac{R_к}{r_c}}{\ln R_к + C_1 + \frac{1}{\delta}(C_2 - \ln r_c) - \frac{(1-\delta)}{\delta} \ln r_{фс}}. \tag{1.35}$$

Полученное выражение позволяет оценить вклад каждого вида гидродинамического несовершенства скважин в снижение дебита совершенной скважины. Так, для скважины, несовершенной по степени вскрытия ($C_2 = 0$, $r_{фс} = r_c$), коэффициент гидродинамического совершенства $\varphi_{псв}$ из (1.35) будет:

$$\varphi_{псв} = \frac{\ln \frac{R_к}{r_c}}{\ln \frac{R_к}{r_c} + C_1}. \tag{1.36}$$

Для скважины, несовершенной по характеру вскрытия ($C_1 = 0$, $\delta = 1$), коэффициент гидродинамического совершенства $\varphi_{пхв}$ из (1.35) будет:

$$\varphi_{пхв} = \frac{\ln \frac{R_к}{r_c}}{\ln \frac{R_к}{r_c} + C_2}. \tag{1.37}$$

Еще раз подчеркнем, что зависимости (1.35), (1.36) и (1.37) характеризуют, как влияет на дебит совершенной скважины изменение лишь геометрии течения продукции, и не учитывают каких-либо физических явлений, происходящих как во времени после первичного вскрытия (до вызова притока и освоения), так и при течении продукции в рассматриваемых случаях.

Учет гидродинамического несовершенства скважины может быть выполнен и другим путем. Введем понятие приведенного радиуса скважины $r_{пр}$. Приведенный радиус скважины — это радиус такой фиктивной совершенной скважины $Q_{фс}$, дебит которой равен дебиту реальной несовершенной скважины $Q_{рн}$.

Запишем:

$$Q_{фс} = \frac{2\pi kh\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\mu \ln \frac{R_к}{r_{пр}}} . \qquad (1.38)$$

$$Q_{рн} = \frac{2\pi kh\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{\mu\left(\ln \frac{R_к}{r_с} + C\right)} . \qquad (1.39)$$

Приравнивая правые части выражений (1.38) и (1.39), получаем:

$$\ln \frac{R_к}{r_с} + C = \ln \frac{R_к}{r_{пр}} , \qquad (1.40)$$

откуда:

$$C = \ln \frac{r_с}{r_{пр}}$$

или

$$r_{пр} = r_с / e^C . \qquad (1.41)$$

Таким образом, приведенный радиус скважины связывает между собой радиус реальной скважины с коэффициентом гидродинамического несовершенства C.

Численная величина приведенного радиуса скважины может быть определена по результатам исследования скважины на нестационарном режиме, о чем будет сказано ниже.

В настоящее время гидродинамическое совершенство скважин рассчитывается по результатам экспериментального определения приведенного радиуса $r_{пр}$, что существенно повышает точность, т.к. отпадает необходимость определения коэффициентов C_1 и C_2 по специальным графикам при заведомо недостоверной информации.

1.7. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ, СЛЕДУЮЩИХ ЗА ПЕРВИЧНЫМ ВСКРЫТИЕМ

Как уже отмечалось, процессы первичного, вторичного вскрытия, вызова притока и освоения являются процессами временными. Естественно, что в ПЗС со временем происходят определенные физические и физико-химические явления, изменяющие свойства ПЗС. Каким же образом можно учесть эти изменения?

После первичного вскрытия в необсаженной скважине проводится исследование пластоиспытателем, на основании которого могут быть рассчитаны фильтрационные характеристики призабойной зоны (kh/μ, k/μ, k).

Обозначим экспериментально определяемый дебит скважины после первичного вскрытия Q_1:

$$Q_1 = \frac{2\pi kh\Delta P_1}{\mu \ln \frac{R_к}{r_c}}, \qquad (1.42)$$

где ΔP_1 — замеренная депрессия на пласт.

При известных Q_1, ΔP_1, $R_к$ и r_c из (1.42) рассчитывают:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 = \frac{Q_1}{\Delta P_1} \cdot \frac{\ln \frac{R_к}{r_c}}{2\pi}, \quad \left(\frac{k}{\mu}\right)_1 \text{ и } k_1.$$

После завершения всех работ в скважине (спуск и цементирование обсадной колонны, перфорация, вызов притока и освоение) коэффициент гидропроводности призабойной зоны может измениться и стать равным $(kh/\mu)_2$:

$$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 = a\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1, \qquad (1.43)$$

где a — числовой коэффициент, учитывающий изменение гидропроводности ПЗС вследствие физических и физико-химических явлений с момента после первичного вскрытия до освоения (ввода скважины в эксплуатацию); при этом $a \geqslant 1$.

После освоения скважина исследуется на стационарных режимах работы повторно; при этом:

$$Q_2 = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_2 \frac{2\pi\Delta P_2}{\ln\dfrac{R_к}{r_{пр}}}, \qquad (1.44)$$

где $Q_2, \Delta P_2$ — экспериментально замеренные дебит скважины и депрессия,

$r_{пр}$ — приведенный радиус скважины.

Интегральная оценка эффективности работ, следующих за первичным вскрытием пласта, может быть выполнена сравнением дебитов Q_2 и Q_1:

$$\eta = \frac{Q_2}{Q_1} = \frac{\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_2 \ln\dfrac{R_к}{r_c}\Delta P_2}{\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_1 \ln\dfrac{R_к}{r_{пр}}\Delta P_1}. \qquad (1.45)$$

В соответствии с (1.34) и (1.40) $\dfrac{\ln\dfrac{R_к}{r_c}}{\ln\dfrac{R_к}{r_{пр}}}$ есть коэффициент гидродинамического совершенства скважины φ. Тогда выражение (1.45) с учетом φ и выражения (1.43) запишем в виде:

$$\eta = \alpha \cdot \varphi \frac{\Delta P_2}{\Delta P_1}. \qquad (1.46)$$

Данное выражение учитывает все изменения в призабойной зоне скважины за период времени от первичного вскрытия до ввода ее в эксплуатацию и может быть использовано для количественной оценки изменений в ПЗС за счет протекающих в ней реальных процессов, а не только изменения геометрии течения, учитываемого коэффициентом φ.

1.8. ТИПОВЫЕ КОНСТРУКЦИИ ЗАБОЕВ СКВАЖИН

Часть скважины, вскрывшая продуктивный пласт, называется забоем. Этот элемент скважины, как следует из вышеизложенного, является принципиально важным, т.к. в течение срока эксплуатации скважины (а это — десятки лет) забой определяет ее эффективность и должен удовлетворять меняющимся условиям разработки, обеспечивая:

— механическую прочность призабойной зоны без ее разрушения;

— возможность избирательного воздействия на различные части вскрытой части продуктивного горизонта как за счет направленного вторичного вскрытия, так и за счет гидродинамических или физико-химических обработок;

— максимально возможный коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

В зависимости от существенно различающихся свойств продуктивного пласта и технологий выработки запасов углеводородов можно использовать одну из следующих типовых конструкций забоев скважин, представленных на рис. 1.10:

1. Скважина с перфорированным забоем.
2. Скважина с забойным хвостовиком.
3. Скважина с забойным фильтром.
4. Скважина с открытым забоем.

Вне зависимости от конструкции забоя после вскрытия продуктивного горизонта в скважине проводится цикл геофизических, а в продуктивном горизонте еще и цикл гидродинамических исследований; по полученной информации решается ряд важных задач.

1. Скважины с перфорированным забоем (рис. 1.10 а) являются наиболее распространенными в нефтедобывающей промышленности в силу целого ряда преимуществ, к основным из которых можно отнести:

— надежная изоляция пройденных горных пород;

— возможность дополнительного вскрытия перфорацией временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов в разрезе скважины;

— простота поинтервального воздействия на призабойную зону в случае сложного строения ее;

— существенное упрощение технологии бурения, т.к. бурение под эксплуатационную колонну ведется долотом одного размера до проектной отметки.

После разбуривания ствола до проектной отметки в скважину спускается обсадная колонна, которая цементируется, а затем перфорируется. В условиях достаточно крепких коллекторов такая конструкция забоя является длительно устойчивой.

2. Скважины с забойным хвостовиком (рис. 1.10 б) предназначены для продуктивных горизонтов, представленных крепко сцементированными (очень крепкими) коллекторами. Скважина бурится до проектной отметки, затем в нее спускается обсадная колонна, нижняя часть которой на толщину продуктивного горизонта имеет насверленные отверстия. После спуска обсадной колонны проводится ее цементирование выше кровли продуктивного горизонта; при этом пространство между стенкой и обсадной колонной на толщину продуктивного горизонта остается свобод-

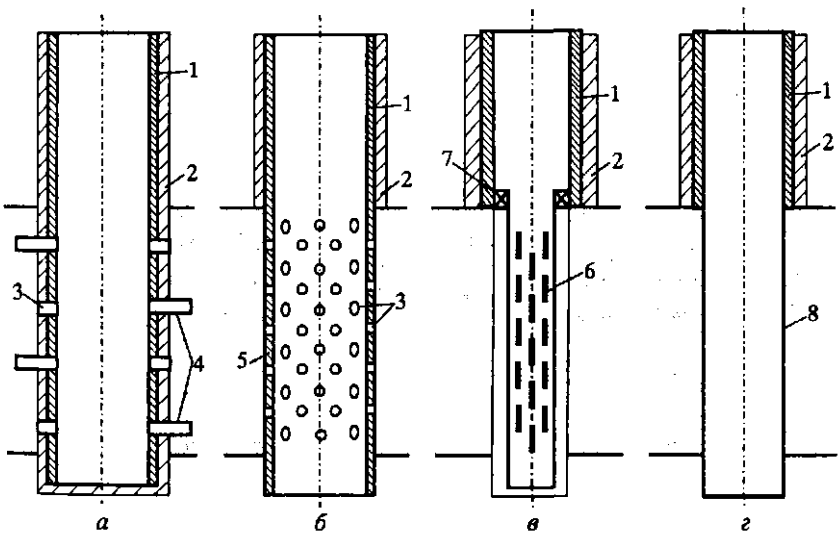


Рис. 1.10. Типовые конструкции забоев скважин:

а — с перфорированным забоем; б — с забойным хвостовиком; в — с забойным фильтром; г — с открытым забоем;

1 — обсадная колонна; 2 — цементное кольцо; 3 — перфорационные отверстия; 4 — перфорационные каналы; 5 — перфорированный хвостовик; 6 — забойный фильтр; 7 — сальник (пакер); 8 — открытый забой

ным. Приток в такую скважину аналогичен таковому в совершенную скважину, но забой является закрепленным, что исключает уменьшение диаметра скважины даже в случае частичного обрушения призабойной зоны.

3. Скважины с забойным фильтром (рис. 1.10 в) предназначены для слабосцементированных (рыхлых) коллекторов. До кровли продуктивного горизонта скважина бурится с диаметром, соответствующим диаметру эксплуатационной колонны. Затем в скважину спускаются обсадные трубы и производится цементирование. Продуктивный горизонт разбуривается долотом меньшего диаметра до подошвы. Перекрытие продуктивного горизонта осуществляется фильтром, закрепляемым в нижней части обсадной колонны на специальном сальнике. Фильтр предназначен для предотвращения поступления песка в скважину. Известно большое количество фильтров, различающихся не только конструкцией, но и материалом, из которого они изготавливаются.

4. Скважины с открытым забоем (рис. 1.10 г) предназначены для однородных устойчивых (прочных) коллекторов. Нижняя часть скважины (до кровли продуктивного горизонта) не отличается от таковой для скважин с забойным фильтром. Продуктивный горизонт разбуривается также долотом меньшего диаметра до подошвы; при этом ствол скважины против продуктивного пласта остается открытым.

Совершенно очевидно, что такая конструкция обладает наилучшим гидродинамическим совершенством, но имеет ограниченное распространение в силу ряда недостатков, основными из которых являются:

— ограниченность или даже невозможность эксплуатации продуктивных горизонтов сложного строения;

— небольшая толщина продуктивного горизонта;

— невозможность эксплуатации скважины с достаточно большими депрессиями вследствие разрушения продуктивного горизонта (обвалы ПЗС).

На базе описанных типовых конструкций забоев скважин не исключается возможность создания их модификаций в соответствии с особенностями продуктивного горизонта в каждом конкретном случае (т.е. обоснование конструкции забоя скважины индивидуализировано).

1.9. ОСНОВЫ ВТОРИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА

Скважины с перфорированным забоем доминируют в нефтедобывающей отрасли, в связи с чем представляется разумным рассмотреть основные методы перфорации скважин.

По принципу действия технических средств и технологий, применяемых для перфорации скважин, все методы можно разделить на следующие:

1. Взрывные.
2. Гидродинамические.
3. Механические.
4. Химические.

1. К **взрывным методам** относятся пулевая, торпедная и кумулятивная перфорация.

Не останавливаясь на технической оснащенности этих методов, кратко рассмотрим только основные принципы.

Пулевая перфорация осуществляется так называемым пулевым перфоратором, в котором имеются каморы с взрывчатым веществом, детонатором и пулей диаметром 12,5 мм. В результате практически мгновенного сгорания заряда давление на пулю достигает 2 тыс. МПа; под действием этого давления пуля пробивает обсадную колонну, цементный камень и может внедряться в породу, образуя перфорационный канал длиной до 150 мм, диаметр которого равен 12 мм. Если применяется перфоратор другой конструкции, то давление при взрыве существенно ниже 2 тыс. МПа (0,6–0,8 Мпа), но время его действия на пулю длительнее, что увеличивает начальную скорость вылета пули и ее пробивную способность; длина перфорационных каналов достигает 350 мм. Существуют пулевые перфораторы с горизонтальными и вертикальными стволами.

Торпедная перфорация осуществляется разрывными снарядами диаметром 32 или 22 мм. При попадании снаряда в горную породу после выстрела происходит взрыв внутреннего заряда снаряда и дополнительное воздействие на горную породу в виде образования системы трещин. Длина перфорационных каналов при торпедной перфорации достигает 160 мм. Торпедная перфорация осуществляется аппаратами с горизонтальными стволами.

Кумулятивная (беспулевая) перфорация осуществляется за счет фокусирования продуктов взрыва заряда специальной формы, как правило, конической. Заряд конической формы облицован тонким

медным листовым покрытием. При подрыве заряда медная облицовка заряда расплавляется, смешивается с газами и в виде газометаллической фокусированной струи прорезает канал в колонне, цементном камне и горной породе. Давление в струе достигает 0,3 млн. МПа, а скорость ее — 8 км/с. При этом образуется перфорационный канал длиной до 350 мм и диаметром до 14 мм. Кумулятивные перфораторы делятся на корпусные и бескорпусные (ленточные), но снаряды в них располагаются всегда горизонтально.

В настоящее время кумулятивная перфорация является наиболее распространенной, т.к. позволяет в широком диапазоне регулировать характеристики зарядов, подбирая наилучшие для каждого конкретного продуктивного горизонта.

Вместе с тем всем взрывным методам присущи определенные недостатки, некоторые из которых являются весьма существенными. Так как при взрыве создается высокое давление и возникает ударная волна, в обсадной колонне и особенно в цементном камне возникают нарушения, связанные с трещинообразованием, нарушением связи цементного камня с горными породами и обсадной колонной и потерей герметичности заколонного пространства. В процессе эксплуатации скважины это приводит к заколонным перетокам.

Перфорационные каналы, создаваемые при взрывных методах, имеют уплотненные стенки, а сами каналы засорены не только продуктами взрыва, но и различными разрушающимися деталями (герметизирующая резина, фрагменты ленты ленточных перфораторов и др.). При удачной пулевой перфорации в конце перфорационного канала находится пуля, что снижает эффективность фильтрации флюида. При неудачной пулевой перфорации пули застревают в колонне или цементном камне. В любом случае при взрывных методах перфорации на внутренней поверхности обсадной колонны образуются заусенцы, осложняющие или делающие невозможным проведение исследовательских работ в скважине спускаемыми измерительными приборами.

2. Среди возможных **гидродинамических методов вторичного вскрытия** наиболее интересной на сегодня является гидропескоструйная перфорация, входящая в арсенал средств и методов нефтегазодобывающего предприятия. Так как этот метод является не только методом перфорации, но и методом искусственного воздействия на ПЗС, то рассмотрим его более подробно ниже.

3. **Механический метод перфорации** является сравнительно новым и осуществляется сверлящим перфоратором, представляющим из себя, по существу, электрическую дрель. Этот перфоратор представляет собой корпус с электромотором. Сверло расположено в корпусе горизонтально. В связи с этим выход сверла определяется диаметром корпуса, что в ряде случаев является недостаточным.

При этом методе вторичное вскрытие осуществляется сверлением отверстий диаметром 14–16 мм; при сверлении обсадной колонны давление на цементный камень является малым, и он не повреждается. При соответствующем выходе сверла просверливаются не только обсадная колонна и цементный камень, но и часть горной породы. Поверхность такого канала является гладкой, а горная порода не уплотненной. Отсутствуют заусенцы и на внутренней поверхности обсадной колонны.

Как показало промышленное использование сверлящих перфораторов, они не повреждают цементного камня и не нарушают герметичности заколонного пространства, позволяя эффективно вскрывать продуктивные горизонты вблизи водонефтяного потока, избегая преждевременного обводнения скважин, которое неизбежно при взрывных методах. Недостатком сверлящего перфоратора является ограниченный выход сверла. Это не всегда обеспечивает эффективное вскрытие, особенно при эксцентричном расположении обсадной колонны в цементном камне, что характерно для наклонно-направленных скважин.

4. К **химическим методам перфорации** можно отнести такие, при которых вторичное вскрытие происходит за счет химической реакции, например, металла с кислотой. Рассмотрим следующую технологию вторичного вскрытия.

Обсадная колонна длиной, равной толщине продуктивного горизонта или необходимому интервалу вскрытия, просверливается в соответствии с выбранной плотностью перфорации до спуска ее в скважину (на поверхности). Просверленные отверстия закрываются, например, магниевыми пробками, длина которых равна сумме толщины обсадной колонны и толщины цементного кольца. Затем обсадная колонна спускается в скважину и производится ее цементирование. После схватывания цементного раствора в скважину закачивается расчетное количество раствора соляной кислоты, которое продавливается до интервала вскрытия. Взаимодействие солянокислотного раствора с магниевыми пробками приводит к их

растворению, и через определенное время магниевые пробки растворяются полностью, раскрывая просверленные в обсадной колонне отверстия и отверстия, образовавшиеся в цементном камне. В результате этого создается хорошая гидродинамическая связь призабойной зоны с полостью скважины.

Таким образом, рассмотренные методы вторичного вскрытия, технологии и техника их реализации являются многообразными, но не существует ни одного, который бы не обладал определенными, а иногда и существенными, недостатками.

1.10. ГИДРОПЕСКОСТРУЙНАЯ ПЕРФОРАЦИЯ

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) относится не только к методам вторичного вскрытия, но и к эффективным методам искусственного воздействия на призабойные зоны скважин с целью управления продуктивностью или приемистостью. Основой гидропескоструйной перфорации является использование кинетической энергии жидкостно-песчаных струй, формируемых в насадках специального аппарата — гидропескоструйного перфоратора. Высокоскоростные (до n 100 м/с) жидкостно-песчаные струи обладают абразивным действием, что позволяет направленно и эффективно

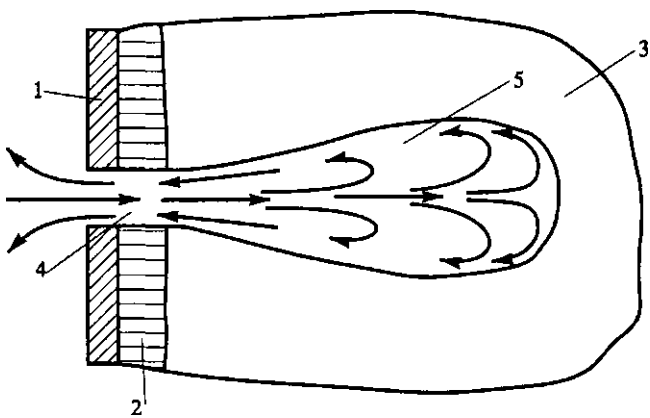


Рис. 1.11. Схема образования грушеобразной каверны в породе при гидропескоструйной перфорации:

1 — обсадная колонна; 2 — цементный камень; 3 — горная порода; 4 — круглое отверстие; 5 — грушеобразная каверна

воздействовать на обсадную колонну, цементный камень и горные породы, создавая в них каналы различной ориентации. Гидропескоструйный перфоратор закрепляется на нижнем конце колонны НКТ и спускается в скважину на заданную глубину. На поверхности используется специальное оборудование: устьевая арматура, насосные и пескосмесительные агрегаты и др. (подробно используемое при ГПП оборудование рассмотрено в разделе 5.6). Жидкостно-песчаная смесь закачивается в НКТ насосным агрегатом под высоким давлением.

При фиксированном положении гидропескоструйного перфоратора в скважине в обсадной колонне и цементном камне образуются крупные отверстия, а в породе — грушеобразные каверны, форма которых представлена на рис. 1.11. Форма и размеры каверны зависят не только от прочности горной породы, но и от скорости жидкостно-песчаных струй; содержания в ней песка, его коли-

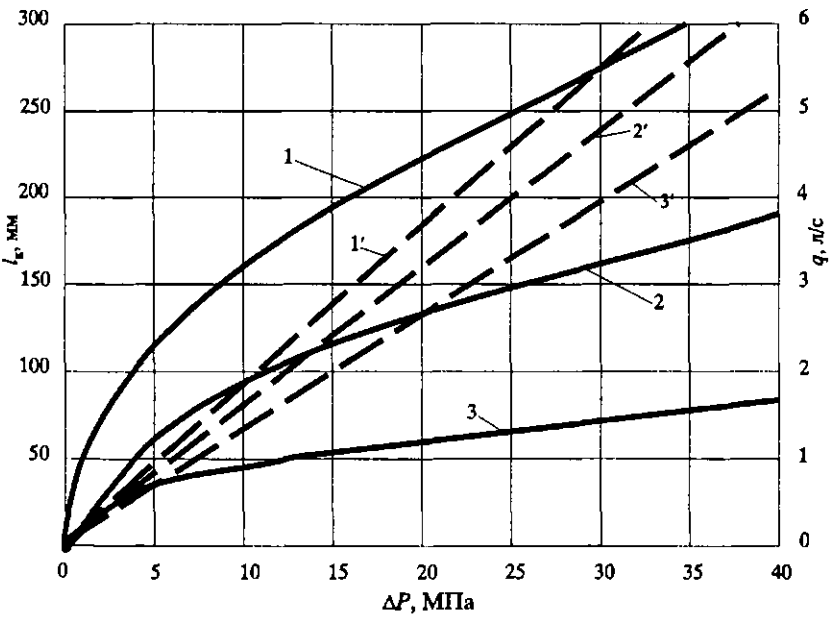


Рис. 1.12. Экспериментальные зависимости глубины образующихся при ГПП каналов (каверн) $l_к$(1, 2, 3) и расхода водо-песчаной смеси q(1′, 2′, 3′) от перепада давлений ΔP в насадках диаметром: 1,1′ — 6 мм; 2,2′ — 4,5 мм; 3,3′ — 3 мм

чества и размеров песчинок; продолжительности воздействия и фильтруемости жидкости. В начальный момент времени каверна формируется достаточно эффективно; по мере расширения каверны скорость активной струи в каверне снижается, а возвратный поток жидкости тормозит активную струю дополнительно — эффективность формирования каверны резко снижается. Как правило, каверна заполнена песком.

Сотрудниками ВНИИнефти проведены стендовые исследования ГПП, которые устанавливают соотношения между некоторыми параметрами процесса, используемыми при проектировании таких обработок в скважинах. На рис. 1.12 представлены результаты этих исследований. По существу, формирование каверны происходит за счет турбулентной затопленной струи, бьющей в тупик.

1.10.1. СТРОЕНИЕ И ХАРАКТЕРИСТИКА ТУРБУЛЕНТНЫХ ЗАТОПЛЕННЫХ СТРУЙ, БЬЮЩИХ В ТУПИК

Схема строения свободной затопленной турбулентной струи несжимаемой жидкости, вытекающей из насадки с круглым отверстием, приведена на рис. 1.13. При равномерном истечении жидкости по всему сечению насадки в начале струи толщина пограничн-

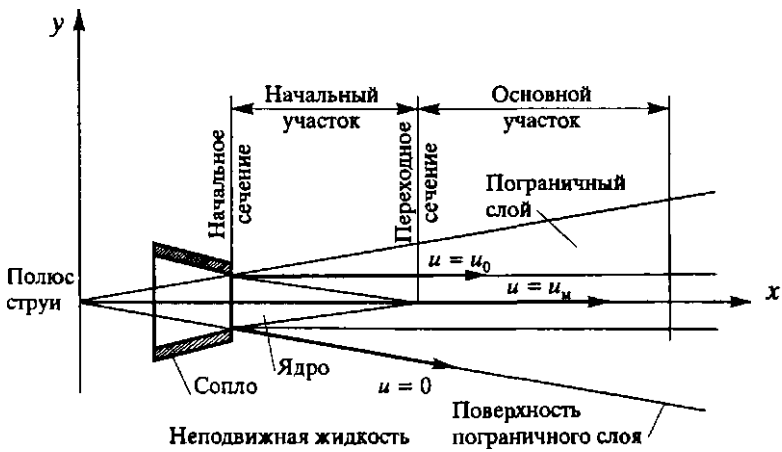


Рис. 1.13. Схема затопленной свободной турбулентной струи круглого сечения

ного слоя равна нулю. Далее пограничный слой представляет собой расходящуюся поверхность, которая с внешней стороны соприкасается с неподвижной жидкостью, а с внутренней стороны — с ядром постоянных скоростей, где компонента скорости u равна начальной скорости истечения u_0. По мере удаления от сопла ядро постоянных скоростей сужается и наконец исчезает; пограничный слой распространяется до оси потока. При этом размывание струи сопровождается увеличением ее ширины и снижением скорости на ее оси. Сечение, в котором завершается ликвидация ядра, называется переходным. Участок струи между начальным и переходным сечениями называется начальным участком, а участок, следующий за переходным сечением, — основным. Точка пересечения внешних границ струи называется полюсом. Перейдем к рассмотрению турбулентных затопленных струй, бьющих в тупик.

Эпюра скоростей потока в тупике приведена на рис. 1.14 (половина продольного сечения канала диаметром 2H). В канал с открытого конца втекает струя с начальным диаметром $2в_0$, со ско-

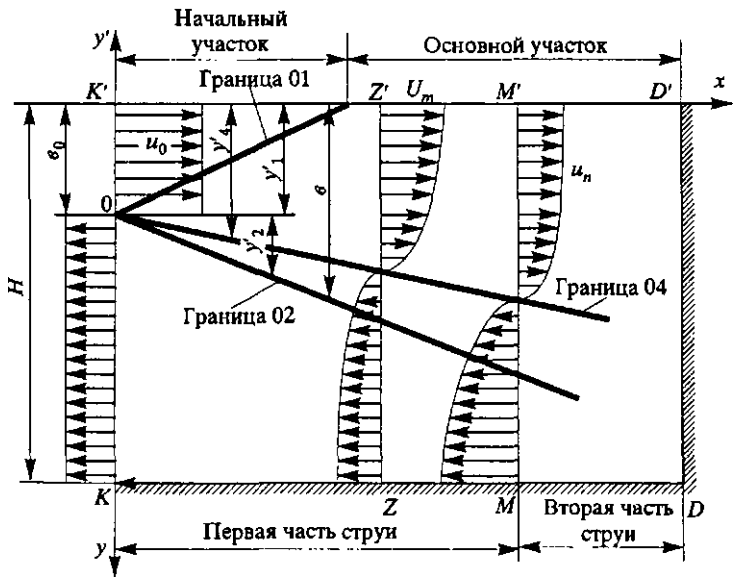


Рис. 1.14. Эпюры скоростей потока в тупике

ростью u_0 в сечении KK'. Размер «$в$» зоны смешения струи с окружающей жидкостью увеличивается по мере удаления от начального сечения. Поворот струи начинается в сечении MM', с которого направление потока изменяется на противоположное. Между внешней границей зоны смешения и стенками канала находится область обратного течения жидкости, скорость которой от сечения MM' к сечению KK' уменьшается в связи с ростом проходных сечений и сокращением расхода жидкости вследствие ее подсасывания к основной (активной) струе. В сечении KK' скорость обратного тока жидкости равна начальной скорости в струе (при этом предполагается, что фильтрация рабочей жидкости в стенки канала отсутствует). В конце тупика (сечение ДД') скорость струи равна нулю. В зоне смешения скорость течения изменяется по величине и направлению от u_0 (в начале участка струи) или u_m (в основном участке струи) до u_n. Лучи 01 и 02 на рис. 1.14 представляют собой границы зоны смешения в начальном участке течения. Луч 04 — граница поворота направления течения струй на обратное (нулевой скорости).

Теория турбулентных струй, бьющих в тупик, позволяет построить поля скоростей, индуцируемых струей в тупике, определить характерные сечения потока (конец начального участка; начало разворота струи; статическое давление, развиваемое потоком в полости тупика).

Рассматривая течение струи в тупике, ее обычно делят на две части: первую (часть K'M'MK) — в ней турбулентная струя распространяется во встречном потоке жидкости; вторую (M'Д'ДM) — в ней происходит разворот линий тока.

Начальный участок струи

Совместное решение уравнений расхода для сечений KK' и ZZ' и уравнения количества движения приводит к следующим соотношениям, связывающим безразмерные координаты границы y_2'/H и величины $m = u_m/u_0$ с параметром $в_0^* = в_0/H$:

$$в^* = \frac{1}{0{,}134(1-B)}\left(в_0^* - \sqrt{-\frac{m}{1-m}}\right), \qquad (1.47)$$

$$\frac{y_2'}{H} = в^*\left(-0{,}584 + 0{,}314\frac{2-B}{1-B}\right), \qquad (1.48)$$

$$B = \frac{\beta_0^* - \sqrt{1 - \dfrac{\left(1-\beta_0^{*2}\right)}{\left[1-m'\left(1-\beta_0^{*2}\right)\right]^2}}}{\beta_0^* - \sqrt{1 - \dfrac{1-\beta_0^{*2}}{1-m\left(1-\beta_0^{*2}\right)}}}, \qquad (1.49)$$

$$m' = m + \frac{\beta_0^{*2}}{\left(1-\beta_0^{*2}\right)}. \qquad (1.50)$$

Основной участок струи

Для основного участка струи формулы, связывающие m, β^* и u_m, следующие:

$$\beta^* = \sqrt{\frac{m}{0{,}258(1-m)}}, \qquad (1.51)$$

$$\overline{u}_m = \sqrt{-0{,}258\frac{\beta_0^{*2}(1-m)}{\left(1-\beta_0^{*2}\right) m \left(0{,}14 - 0{,}02m - 0{,}118m^2\right)}}. \qquad (1.52)$$

Используя соотношения (1.47), (1.48), (1.51) и (1.52), а также имея в виду, что закон нарастания толщины области перемешивания как в основном, так и в начальном участке струи имеет вид

$$\beta = cx, \qquad (1.53)$$

где β — толщина области перемешивания;

x — абсцисса, отсчитываемая от начального сечения струи;

c — константа турбулентности, равная $c = 0{,}27$ в начальном участке и $c = 0{,}22$ в основном участке, можно найти* зависимости $\overline{u}_m$ и $y'_{(1,2,4)}/H$ от параметра $\overline{x} = x/\beta_0$ или $x^* = x/H$, представленные на рис. 1.15, 1.16, 1.17 и 1.18.

Длину первого участка осесимметричного течения в тупике можно определить из условия равенства площадей прямого и обратного тока:

$$y_4'/H = \sqrt{0{,}50} \approx 0{,}707. \qquad (1.54)$$

---

* Г.Н. Абрамович. Теория турбулентных струй. — М.: Физматгиз, 1960, 715 с.

Из рис. 1.18 следует, что при $x^* = 4{,}2$ величина $y_4' = 0{,}615$ и дальнейший ее рост прекращается с увеличением x^*. Поэтому можно считать, что абсцисса конечного сечения первой части струи («центра разворота струи») равна

$$x_н^* = 4{,}2\,. \qquad (1.55)$$

Следует отметить, что при распространении струи в тупике расход жидкости, движущейся в положительном направлении оси x, сначала возрастает, а затем начинает снижаться. Считается, что в том сечении, где величина расхода достигает максимума, располагается «центр разворота струи» — линия тока, вырождающаяся в точку.

Анализ показывает, что при $x^* = 6$ величина скорости на оси струи составляет всего 3–5% начального значения u_0. Безразмерная координата линии нулевой скорости на границе первой части струи равна $y_4'/H = 0{,}5$.

Избыточное давление ΔP в сечении ДД' в тупике, в который втекает турбулентная затопленная струя, может быть найдено из уравнения импульсов давления, записанного для контура КК'Д'Д (см. рис. 1.14) в предположении, что величина скоростного напора равна нулю:

$$P_Д H^2 = P_К H^2 + \frac{\rho u_0^2 в_0^2 H^2}{H^2 - в_0^2}\,,$$

откуда

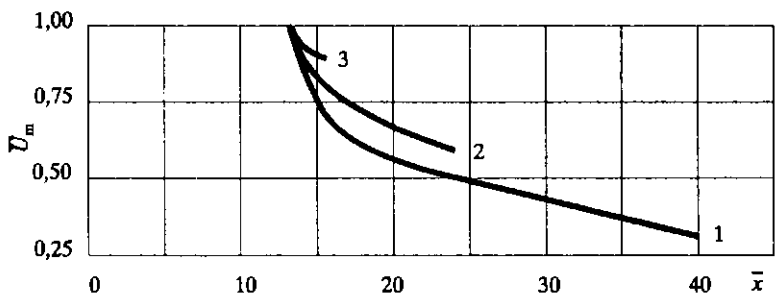


Рис. 1.15. Зависимости безразмерной скорости $\bar{U}_m$ в первой части осесимметричной струи, бьющей в тупик, от параметра $\bar{x}$ при b_0^*: 1 — 0,1; 2 — 0,2; 3 — 0,3

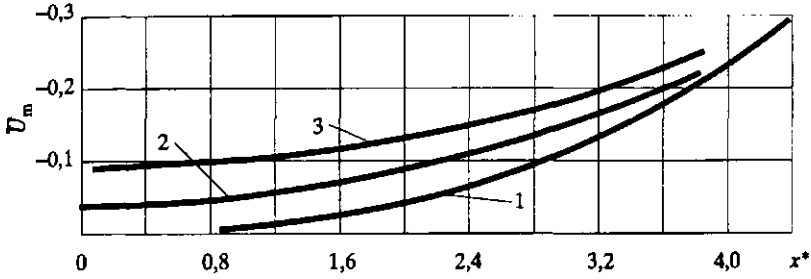


Рис. 1.16. Зависимости безразмерной скорости $\bar{U}_m$ в первой части осесимметричной струи, бьющей в тупик, от параметра x^* при b_0^*: 1 — 0,1; 2 — 0,2; 3 — 0,3

$$\Delta P = P_Д - P_К = \frac{\rho u_0^2 в_0^2}{H^2 - в_0^2}, \qquad (1.56)$$

где ρ — плотность жидкости.

Выразим скорость потока u_0 через расход $Q(d = 2в_0)$:

$$u_0 = \frac{Q}{\pi в_0^2}. \qquad (1.57)$$

Подставляя (1.57) в (1.56), получим:

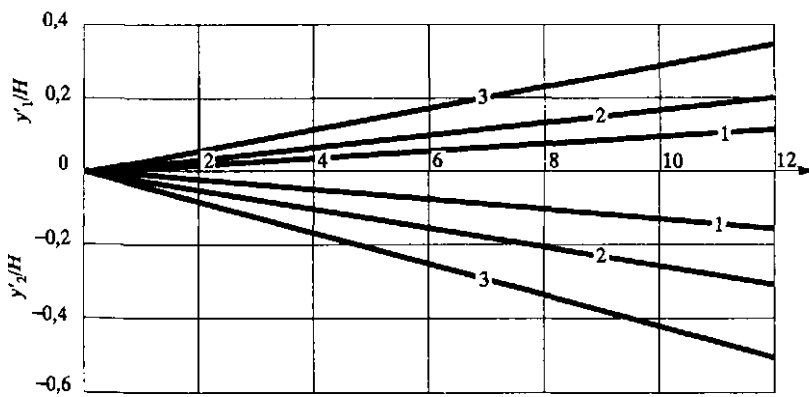


Рис. 1.17. Зависимости безразмерных координат границы зоны слияния на начальном участке осесимметричной турбулентной струи, бьющей в тупик, от параметра $\bar{x}$ при b_0^*: 1 — 0,1; 2 — 0,2; 3 — 0,3

$$\Delta P = \frac{\rho Q^2}{\pi^2 в_0^2 \left(H^2 - в_0^2\right)}. \qquad (1.58)$$

Зависимость ΔP от $в_0$ имеет минимум, значение которого определим, найдя производную от (1.58) (ΔP по $в_0$) и приравняв ее к нулю:

$$4в_0^3 - 2в_0 H^2 = 0,$$

откуда находим значение $в_0$, при котором величина статического давления в тупике минимальна $\Delta P_{мин}$:

$$в_0 = \sqrt{0,5H^2}. \qquad (1.59)$$

Для отверстия диаметром $2H$ = 12 мм минимальное значение $\Delta P_{мин}$ наблюдается при $в_0 \approx 4,25$.

На рис. 1.19 приведена зависимость избыточного давления, развиваемого в каверне турбулентной струей, бьющей в тупик (считая стенки каверны непроницаемыми), от расхода Q жидкости и начального диаметра струи $2в_0$ при постоянном диаметре проперфо-

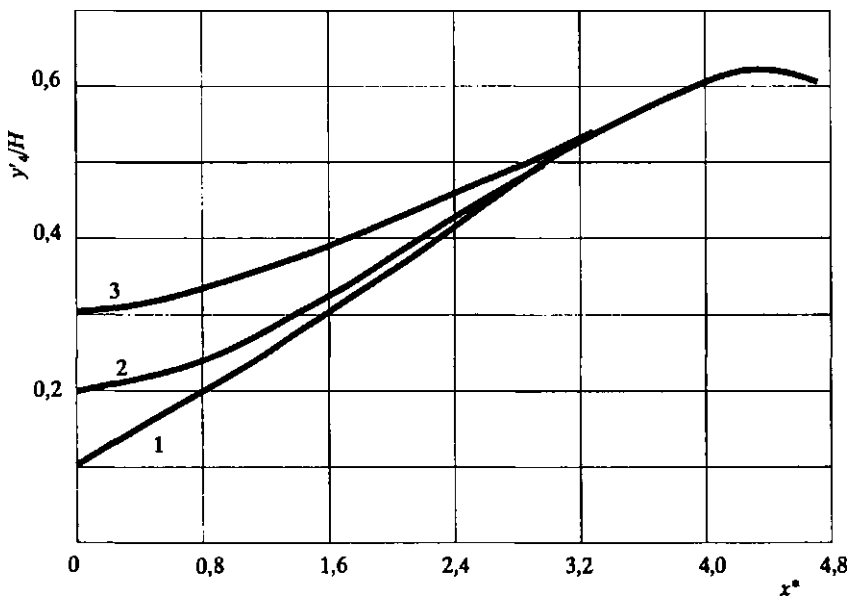


Рис. 1.18. Зависимости безразмерных координат границы зоны слияния на начальном участке осесимметричной турбулентной струи, бьющей в тупик, от параметра x^* при b^*_0; 1 — 0,1; 2 — 0,2; 3 — 0,3

рированного отверстия $2H$ = 12 мм. Из рис. 1.19 следует, что для повышения величины импульса давления, генерируемого затопленной турбулентной струей, бьющей в тупик, необходимо использовать в гидропескоструйном перфораторе насадки, формирующие струи диаметром $2b_0$ = 3мм (при расходах жидкости Q = 2–3 л/с, если диаметр перфорационного отверстия $2H$ = 12 мм).

Следует отметить, что зависимость (1.56) получена без учета сжимаемости жидкости и пористой среды, т.е. является приближенной и не может использоваться, если возникает гидравлический удар.

1.10.2. ТЕХНОЛОГИЯ ГИДРОПЕСКОСТРУЙНОЙ ПЕРФОРАЦИИ

Перфорация осуществляется специальным пескоструйным аппаратом, например, АП-6м, спускаемым в скважину на НКТ. Принципиальная схема аппарата представлена на рис. 1.20.

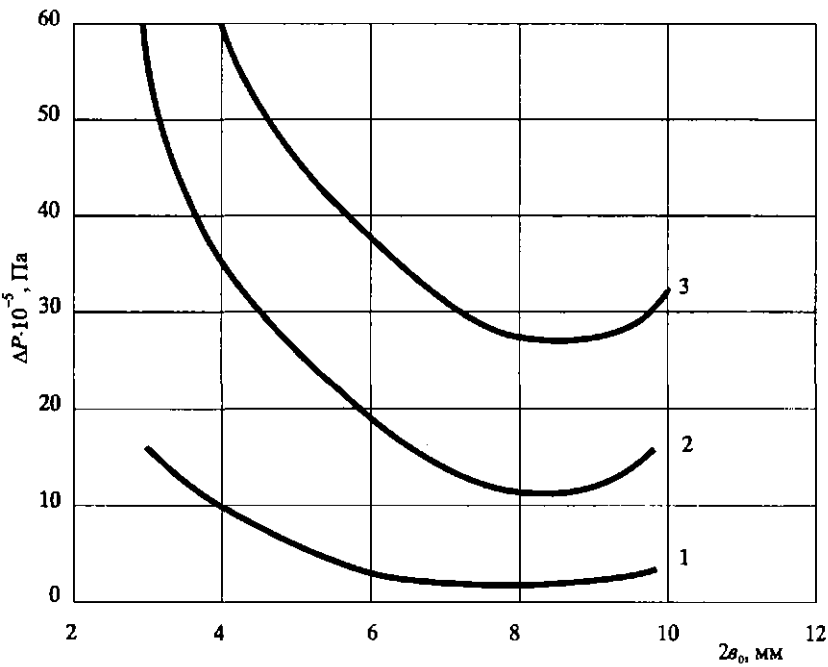


Рис. 1.19. Зависимость избыточного давления в тупике от диаметра струи $2b_0$ и расхода жидкости: 1 — Q = 1 л/с; 2 — Q = 2 л/с; 3 — Q = 3 л/с (при $2H$ = 12 мм)

Перфоратор на боковой поверхности корпуса 1 имеет шесть отверстий, в которые ввернуты шесть насадок 6. Насадки изготавливаются из специальных сплавов, стойких к действию жидкостно-песчаной смеси (к истиранию) и диаметр проходного отверстия которых составляет 3; 4,5 и 6 мм.

Перфоратор может быть использован не только для перфорации, но и для резки прихваченных труб; резки щелей (горизонтальных, вертикальных или винтовых) и др.

После спуска перфоратора в скважину и обвязки наземного оборудования система должна быть опрессована давлением, превыша-

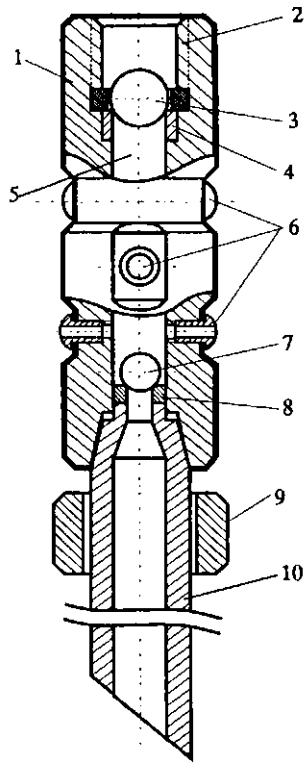


Рис. 1.20. Принципиальная схема аппарата для гидропескоструйной перфорации АП-6м:

1 — корпус перфоратора; 2 — резьба для соединения с НКТ; 3 — шар опрессовочного клапана; 4 — седло опрессовочного (верхнего) клапана; 5 — канал; 6 — насадки; 7 — нижний шар малого диаметра; 8 — седло нижнего шарового клапана; 9 — центратор; 10 — хвостовик

ющим рабочее в 1,5 раза. Перед опрессовкой в НКТ сбрасывается верхний шар большого диаметра (50 мм) 3, который садится на седло 4. После опрессовки системы закачкой жидкости в затрубное пространство (прямая промывка) шар выносится на устье и извлекается. Затем в НКТ сбрасывается шар малого диаметра 7, который садится в седло 8, отсекая хвостовик 10 от полости перфоратора и НКТ. Перфоратор готов к работе.

Подготовленная жидкостно-песчаная смесь закачивается в НКТ и, выходя из насадок, производит перфорацию. Обычная концентрация песка в жидкости составляет 80–100 кг/м^3.

Основными требованиями к рабочей жидкости являются:

— определенная плотность (чтобы в процессе ГПП не возникало фонтанных проявлений);

— определенная вязкость (чтобы в процессе закачки не было оседания песка в любом элементе системы);

— определенная фильтруемость (чтобы в образующихся кавернах не было сильного ее поглощения горной породой);

— доступность в необходимых количествах и ее приемлемая стоимость.

Обычно для ГПП используют воду или нефть, 5%-ный раствор ингибированной соляной кислоты и другие жидкости, применяемые в процессе нефтедобычи; при необходимости жидкость утяжеляется специальными добавками: бентонитовая глина, мел и т.п.

Объем рабочей жидкости зависит от схемы проведения процесса:

— закольцованная схема, при которой жидкостно-песчаная смесь используется многократно (при необходимости производят ее добавку в систему);

— с отделением песка и повторным использованием жидкости;

— со сбросом жидкости и песка (наземное оборудование непрерывно в процессе ГПП приготавливает жидкостно-песчаную смесь).

Первая (закольцованная) схема является предпочтительной, хотя в этом случае необходимо осуществлять тщательный и непрерывный контроль за качеством жидкостно-песчаной смеси. Совершенно очевидно, что выбор схемы проведения ГПП определяется экономическими показателями, например, себестоимостью процесса. В зависимости от реализуемой схемы процесса расход жидкости изменяется (при прочих равных условиях) от *n* 10 м^3 до *n* 100 м^3, а расход песка от *n* 1т до *n* 10 т.

Гидропескоструйная перфорация позволяет получать перфорационные каналы с чистой поверхностью и не изменять проницаемость на стенках каверны (в отличие от взрывных методов перфорации, при которых стенки перфорационных каналов в горной породе переуплотнены).

При проведении ГПП необходимо соблюдать жесткие требования регламентирующих документов по обеспечению жизнедеятельности персонала и соблюдению экологических нормативов.

В процессе проведения ГПП вследствие высоких давлений нагнетания жидкостно-песчаной смеси и значительных гидравлических сопротивлений колонна НКТ подвержена значительным нагрузкам. Наиболее опасным сечением в колонне НКТ является верхнее сечение (на устье скважины). Необходимо перед осуществлением процесса провести проверку верхнего резьбового соединения на страгивающую нагрузку $F_{стр}$.

Эта нагрузка складывается из веса колонны НКТ в жидкости $F_{НКТ.ж}$ и нагрузки от давления на устье $F_у$:

$$F_{стр.} = \left(F_{НКТ.ж} + F_у\right) \cdot K, \tag{1.60}$$

где K — коэффициент запаса прочности, принимаемый обычно равным $K = 1{,}3 \div 1{,}5$.

Нагрузка от веса НКТ в жидкости такова:

$$F_{НКТ.ж} = q\,H\,в, \tag{1.61}$$

где q — вес одного погонного метра НКТ в воздухе, Н/м;

H — глубина спуска НКТ (скважина вертикальная), м;

$в$ — коэффициент потери веса НКТ в жидкостно-песчаной смеси с плотностью $\rho_{жп}$:

$$в = \frac{\rho_{ст} - \rho_{жп}}{\rho_{ст}} = 1 - \frac{\rho_{жп}}{\rho_{ст}}, \tag{1.62}$$

$\rho_{ст}$ — плотность материала (стали) НКТ, кг/м^3.

Нагрузка от устьевого давления равна:

$$F_у = P_у f_{НКТ}, \tag{1.63}$$

где $P_у$ — давление на устье скважины, Н/м^2;

$f_{НКТ}$ — площадь живого сечения НКТ, м^2.

С учетом (1.62) и (1.63) перепишем (1.60) в следующем виде:

$$F_{стр} = K\left[qH\left(1 - \frac{\rho_{жп}}{\rho_{ст}}\right) + P_у f_{НКТ}\right],$$

откуда получаем предельную глубину спуска НКТ $H_{пр}$:

$$H_{пр} = \frac{F_{стр} - KP_y f_{НКТ}}{Kq\left(1 - \frac{\rho_{жп}}{\rho_{ст}}\right)} \qquad (1.64)$$

или предельно допустимое давление на устье $P_{у.пр}$:

$$P_{у.пр} = \frac{F_{стр} - KqH\left(1 - \frac{\rho_{жп}}{\rho_{ст}}\right)}{Kf_{НКТ}}. \qquad (1.65)$$

Совершенно очевидно, что процесс ГПП может быть осуществлен, если выполняются условия (1.64) и (1.65). При невыполнении одного из этих двух условий ГПП невозможна; либо необходимо пересмотреть конструкцию и размеры колонны НКТ, либо уменьшить $P_у$ за счет снижения расхода жидкостно-песчаной смеси (при этом снижаются потери на трение жидкостно-песчаной смеси), либо использовать насадки бóльшего диаметра.

Страгивающая нагрузка для различных НКТ дается в справочной литературе по трубам.

Гидравлические потери при гидропескоструйной перфорации в различных элементах, определяющие давление нагнетания на устье скважины $P_у$, таковы:

$$P_у = P_{тр.т} + P_{тр.з} + P_н + P_з, \qquad (1.66)$$

где $P_{тр.т}$ — потери давления на трение при движении жидкостно-песчаной смеси в НКТ, Н/м²;

$P_{тр.з}$ — потери давления на трение при движении жидкостно-песчаной смеси в затрубном пространстве, Н/м²;

$P_н$ — потери давления в насадках, Н/м²;

$P_з$ — противодавление на устье скважины в затрубном пространстве, Н/м².

Следует заметить, что зависимость (1.66) справедлива для случая равенства плотности жидкостно-песчаной смеси в НКТ и затрубном пространстве, что не всегда выполняется. Вследствие частичного невыноса песка из каверны плотность смеси в затрубном пространстве $\rho'_{жп}$ оказывается меньше плотности смеси в НКТ $\rho_{жп}$ и давление на устье скважины $P_у'$:

$$P_у' = P_{тр.т} + P_{тр.з} + P_н + P_з - (\rho'_{жп} - \rho_{жп})\,gH. \qquad (1.67)$$

Потери на трение рассчитываются по известным формулам; при этом коэффициент гидравлических сопротивлений трения λ вследствие присутствия в жидкости песка увеличивается.

Для оценки градиента потерь на трение можно использовать результаты экспериментальных исследований ВНИИнефти, представленные на рис. 1.21.

Эффективная перфорация и формирование каверн возможны только в том случае, если на насадке будет определенный перепад давлений, который оценивается в пределах от 12 до 40 МПа (в за-

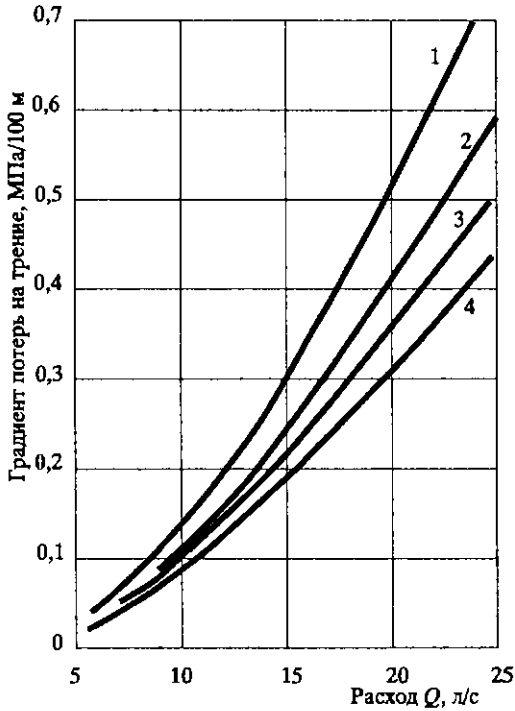


Рис. 1.21. Градиент потерь на трение в трубах и межтрубном пространстве при движении водопесчаной смеси:

1 — колонна 140 мм и НКТ 73 мм;

2 — колонна 140 мм и НКТ 73 мм;

3 — колонна 168 мм и НКТ 73 мм;

4 — колонна 168 мм и НКТ 89 мм

висимости от прочности горных пород, диаметра насадки и расхода жидкостно-песчаной смеси, см. рис. 1.12).

При проведении ГПП особое внимание следует уделять определению точной глубины установки перфоратора, учитывая удлинение колонны НКТ при создании в ней давления P_y, рассчитываемое по формуле Гука.

Как уже отмечалось, оборудование, используемое при ГПП, не отличается от такового для ГРП.

В настоящее время гидропескоструйные перфораторы используются не только для перфорации, но и для методов интенсификации добычи нефти (щелевая разгрузка, создание в ПЗС проводящих каналов и др.).

ГЛАВА 2
ВЫЗОВ ПРИТОКА И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Вызов притока — технологический процесс снижения противодавления на забое простаивающей скважины, ликвидации репрессии на пласт и создания депрессии, под действием которой начинается течение флюида из пласта в скважину.

Освоение скважины — комплекс технологических и организационных мероприятий, направленных на перевод простаивающей по той или иной причине скважины в разряд действующих.

Основной целью вызова притока и освоения является снижение противодавления на забое скважины, заполненной специальной жидкостью глушения, и искусственное восстановление или улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны для получения соответствующего дебита или приемистости.

2.1. ФИЗИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА И ОСВОЕНИЯ

Рассмотрим схему, представленную на рис. 2.1. Скважина заполнена до устья жидкостью глушения. Давление, создаваемое столбом этой жидкости на забой скважины, таково:

$$P_{заб} = \rho_{гл} g L_c \cos\alpha + P_1, \qquad (2.1)$$

где $P_{заб}$, P_1 — соответственно давление на забое и устье, Па;

$\rho_{гл}$ — плотность жидкости глушения, кг/м^3;

L_c — длина скважины, м;

α — угол отклонения скважины от вертикали, град.

Если $P_{заб} > P_{пл}$, то на пласт действует репрессия ΔP_p

$$\Delta P_p = P_{заб} - P_{пл}, \qquad (2.2)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, Па.

Под действием этой репрессии часть жидкости глушения может поглощаться пластом. Процесс снижения противодавления на пласт может быть осуществлен разными техническими средствами; при этом возможны следующие последовательно реализуемые варианты изменения забойного давления:

1. Рост забойного давления до максимальной величины $P_{заб\ макс}$ — первая фаза вызова притока, при которой поглощение пластом жидкости глушения возрастает.

2. Снижение забойного давления до величины пластового давления ($P_{заб} = P_{пл}$) — вторая фаза вызова притока, при кото-

рой поглощение пластом жидкости глушения снижается до нуля.

3. Снижение забойного давления ниже величины пластового и создание определенной депрессии — третья фаза вызова притока:

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}. \qquad (2.3)$$

Таким образом, первая и вторая фазы — фазы поглощения, а третья — фаза притока; физические основы вызова притока и освоения скважины заключаются в исследовании степени и характера изменения противодавления на пласт, что связано с необходимостью проведения ряда гидродинамических расчетов технологических процессов вызова притока и освоения.

Известно несколько методов и много способов вызова притока и освоения; выбор того или иного из них зависит от ряда критериев, основные из которых представлены ниже.

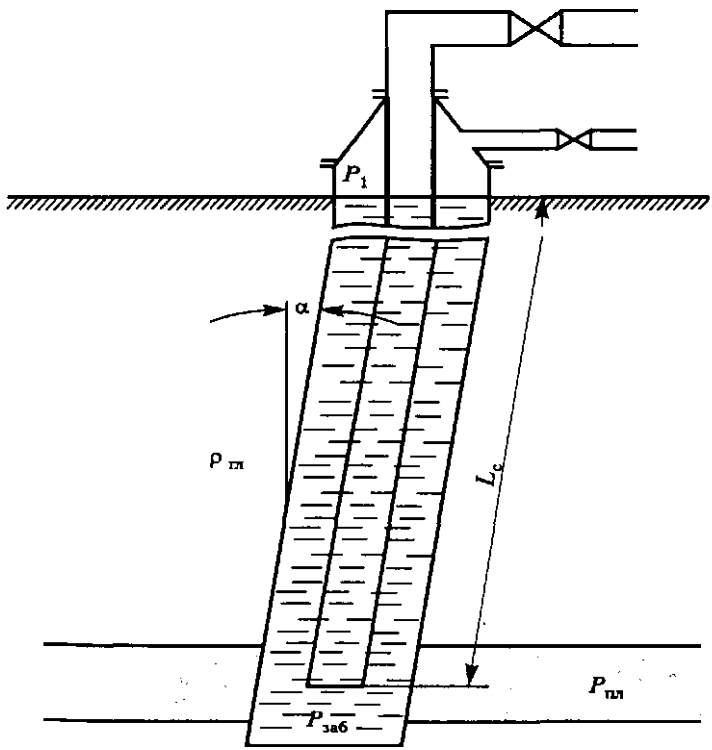


Рис. 2.1. Схема скважины, заглушенной жидкостью глушения

2.2. КРИТЕРИИ ВЫБОРА МЕТОДА ВЫЗОВА ПРИТОКА

Так как возможности и техническая реализация известных методов вызова притока и освоения существенно различаются, выбор наилучшего для конкретных условий зависит от следующих критериев:

1. Величина пластового давления:

— с нормальным пластовым давлением (давление равно гидростатическому, вычисленному при плотности воды $\rho_в = 1000$ кг/м^3);

— с пониженным пластовым давлением (давление ниже гидростатического) или с аномально низким пластовым давлением (АНПД);

— с повышенным пластовым давлением (давление выше гидростатического) или с аномально высоким пластовым давлением (АВПД).

При выборе метода вызова притока скважин, вскрывших залежи с АНПД или АВПД, указанный критерий следует рассматривать как определяющий.

2. Коэффициент проницаемости призабойной зоны скважины, насыщенной различными флюидами:

— с низкой проницаемостью;

— с хорошей проницаемостью.

При этом необходимо учитывать изменение проницаемости в течение всего периода времени от первичного вскрытия до начала вызова притока.

3. Механическая прочность коллектора:

— рыхлые, слабосцементированные породы;

— крепкие, хорошосцементированные породы.

4. Фильтрационные характеристики призабойной зоны (коэффициенты подвижности k/μ и гидропроводности kh/μ).

5. Имеющиеся в распоряжении технические средства снижения забойного давления.

Учет вышеприведенных основных критериев при выборе метода вызова притока позволит получить наилучший технико-экономический эффект.

2.3. МЕТОДЫ И СПОСОБЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА И ОСВОЕНИЯ

Можно дать следующую классификацию методов вызова притока и освоения скважин:

I. Метод облегчения столба жидкости в скважине (жидкости глушения).

II. Метод понижения уровня.

III. Метод «мгновенной» депрессии.

А. Общая характеристика и условия эффективного применения

Общая характеристика методов вызова притока и освоения сводится к рассмотрению изменения забойного давления в функции времени, а условия эффективного применения определяются совокупностью параметров, отражающих геологические, технологичес-

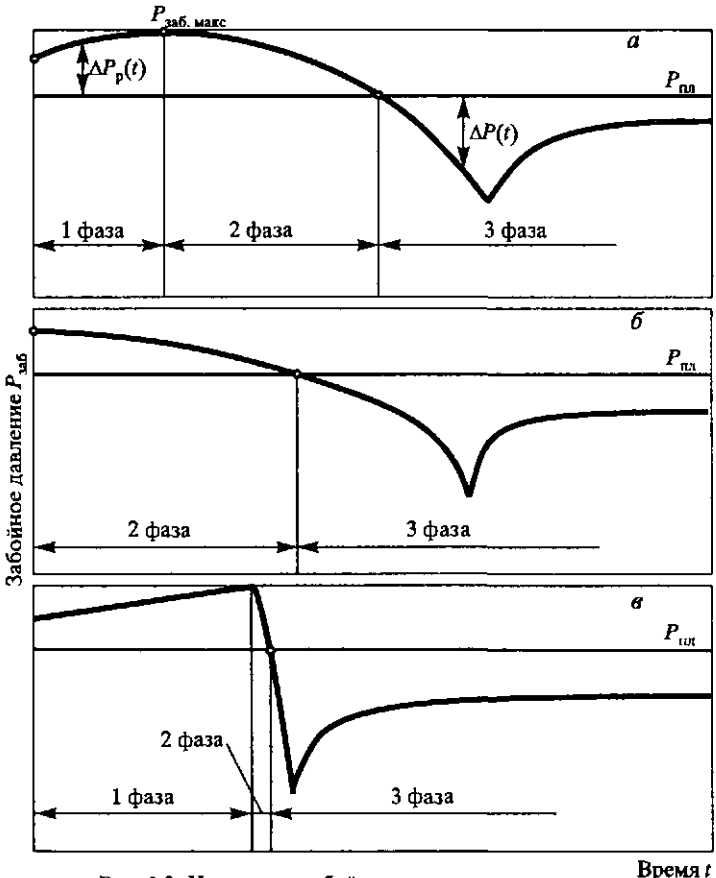


Рис. 2.2. Изменение забойного давления во времени:

а — метод облегчения столба жидкости;

б — метод понижения уровня;

в — метод «мгновенной» депрессии

кие, технические и организационные факторы с учетом известных критериев.

Рассмотрим все известные методы (рис. 2.2).

I. Метод облегчения столба жидкости в скважине (рис. 2.2 а).

Реализуется различными способами, но наибольшее распространение получили промывки. При промывке скважины в период времени $0 - t_1$ (достижение уровнем раздела жидкостей башмака НКТ) возникает 1 фаза – фаза роста поглощения пластом жидкости глушения. Вследствие этого происходит дополнительное изменение фильтрационных характеристик ПЗС. Именно поэтому выбору жидкости глушения должно уделяться особое внимание, исходя из требования сохранения фильтрационных характеристик ПЗС. В период времени $t_1 - t_2$ (2 фаза снижения поглощения) объем поглощаемой пластом жидкости снижается. Таким образом, в период времени $0 - t_2$ жидкость глушения поглощается пластом, а объем поглощенной жидкости $V_{погл}$ в этот период можно рассчитать, зная коэффициент приемистости $K_{пр}$, величину пластового давления $P_{пл}$ и характер изменения забойного давления $P_{заб}(t)$, то есть

$$V_{погл} = f(K_{пр}, P_{пл}, P_{заб}(t), t). \qquad (2.4)$$

В период времени $t > t_2$ реализуется 3 фаза – фаза притока жидкости из пласта за счет создания депрессии ΔP.

II. Метод понижения уровня (рис. 2.2 б).

Особенностью данного метода является отсутствие первой фазы, что делает его предпочтительнее, благодаря меньшему «загрязнению» ПЗС в период вызова притока.

III. Метод «мгновенной» депрессии (рис. 2.2 в).

Особенностью данного метода является кратковременность второй фазы $(t_1 - t_2)$.

Б. Способы вызова притока и освоения

К первому методу относятся:

I. Промывки (прямая, обратная, комбинированная; промывки осуществляются различными жидкостями).

II. Закачка газообразного агента (газлифт).

III. Закачка пенных систем

К методу понижения уровня относятся:

I. Тартание желонкой.

II. Свабирование.

III. Понижение уровня глубинным насосом.

К методу «мгновенной» депрессии относятся:

I. Способ падающей пробки.

II. Задавка жидкости глушения в пласт.

Рассмотрим некоторые из способов.

Тартание желонкой — не только способ вызова притока и освоения, но и исторический способ эксплуатации скважин с очень низкими пластовыми давлениями. Осуществляется желонкой, представляющей собой отрезок толстостенной трубы (как правило, бурильной), в нижней части которой имеется обратный клапан. Спускается в скважину на канате с помощью лебедки. Так как объем желонки невелик, то процесс вызова притока тартанием достаточно медленный. Работа проводится при открытом устье, что представляет определенную опасность, особенно при фонтанных проявлениях. Спуск желонки, как правило, проводится в обсадную колонну.

Свабирование — способ понижения уровня в скважине, в которую спущена колонна НКТ. Сваб представляет собой трубу небольшого диаметра, на наружной поверхности которой укреплены эластичные уплотнительные манжеты, наружный диаметр которых соизмерим с внутренним диаметром НКТ. В нижней части сваба имеется обратный клапан. Уплотнительные манжеты имеют чашеобразную форму, которые при подъеме сваба распираются за счет давления столба жидкости над свабом, уплотняя зазор между наружным диаметром манжет и внутренним диаметром НКТ. Сваб спускается внутрь НКТ на лебедке, а глубина его погружения под уровень жидкости определяется прочностью каната и мощностью привода лебедки.

Свабирование — более производительный способ и может осуществляться с использованием фонтанной арматуры (т.е. скважина герметизируется и выброс невозможен) со специальным лубрикатором.

Способ падающей пробки — суть его заключается в том, что колонна НКТ, спускаемая в скважину, в нижней части закрывается специальной пробкой, изготовленной из нефтерастворимого материала. Под действием собственного веса колонна НКТ спускается в скважину до определенной глубины, определяемой из равенства сил сопротивлений и собственного веса колонны. При необходимости увеличения глубины спуска колонны НКТ в нее с поверхности заливается определенное количество воды, удерживаемое в НКТ за счет пробки. При спуске колонны до расчетной глу-

бины внутрь НКТ сбрасывается тяжелый предмет, который выбивает пробку. Так как столб воды в НКТ существенно меньше столба жидкости глушения в скважине, после падения пробки у башмака НКТ возникает достаточно большой перепад давлений, под действием которого жидкость глушения из скважины перетекает в НКТ, приводя к быстрому снижению забойного давления и вызову притока.

Задавка жидкости глушения в пласт — при этом вся или большая часть жидкости глушения задавливается в пласт за счет подключения компрессора, давление которого воздействует на уровень жидкости глушения.

Когда расчетный объем жидкости глушения поглощен пластом, компрессор отключается и давление в газонаполненной части скважины резко снижается (стравливание давления газа в атмосферу). При этом существенно снижается и забойное давление, провоцируя поступление флюидов из пласта в скважину.

Совершенно очевидно, что каждому из перечисленных способов присущи свои условия рационального применения для соответствующих характеристик осваиваемых коллекторов. Например, метод «мгновенной» депрессии не может быть использован для освоения низкопроницаемых рыхлых коллекторов.

Многочисленные способы метода облегчения столба жидкости, в частности, промывки требуют проведения значительного объема гидродинамических расчетов, связанных с использованием не только ньютоновских жидкостей. Поэтому кратко рассмотрим некоторые сведения о неньютоновских жидкостях.

2.4. НЕКОТОРЫЕ СВЕДЕНИЯ О РЕОЛОГИИ ЖИДКОСТЕЙ

Наука о деформации и течении материалов называется реологией. Все жидкости делят на два класса: ньютоновские и неньютоновские. Для ньютоновской жидкости существует линейная связь между касательным напряжением τ и градиентом скорости du/dr (некоторые авторы вместо градиента скорости используют скорость сдвига $d\gamma/dt$). Рассмотрим схему течения Куэтта, представленную на рис. 2.3: жидкость находится между двумя пластинами, одна из которых неподвижна, другая — движется со скоростью U.

Очевидно, что скорость движения

$$U = \frac{dx}{dt}, \tag{2.5}$$

а градиент скорости

$$\frac{dU}{dr} = \frac{d}{dr}\left(\frac{dx}{dt}\right) = \frac{d}{dt}\left(\frac{dx}{dr}\right), \tag{2.6}$$

где dx/dr характеризует сдвиг слоев жидкости или деформацию, которую обозначим

$$\frac{dx}{dr} = \gamma. \tag{2.7}$$

С учетом (2.7) выражение (2.6) перепишем так:

$$\frac{dU}{dr} = \frac{d}{dr}(\gamma) = \frac{d\gamma}{dt}$$

или

$$\frac{dU}{dr} \equiv \frac{d\gamma}{dt}, \tag{2.8}$$

т.е. градиент скорости есть суть скорость сдвига.

Таким образом, для ньютоновской жидкости запишем:

$$\tau = \mu \frac{dU}{dr} \tag{2.9}$$

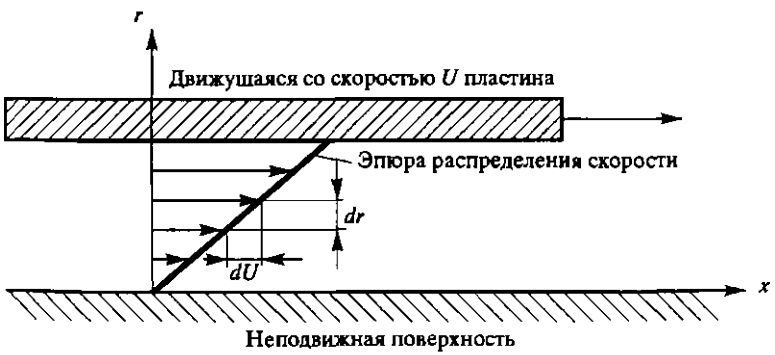


Рис. 2.3. Схема течения Куэтта

или

$$\tau = \mu \frac{d\gamma}{dt}, \qquad (2.10)$$

где μ — коэффициент пропорциональности, не зависящий от градиента скорости (скорости сдвига).

Зависимости касательных напряжений τ в функции градиента скорости (скорости сдвига) называют реологическими линиями, которые представлены на рис. 2.4.

В достаточно широком диапазоне скоростей сдвига реологические линии неньютоновских жидкостей можно описать уравнением:

$$\tau = K \left(\frac{d\gamma}{dt} \right)^n, \qquad (2.11)$$

где n – показатель степени, называемый индексом течения;

K – характеристика консистентности.

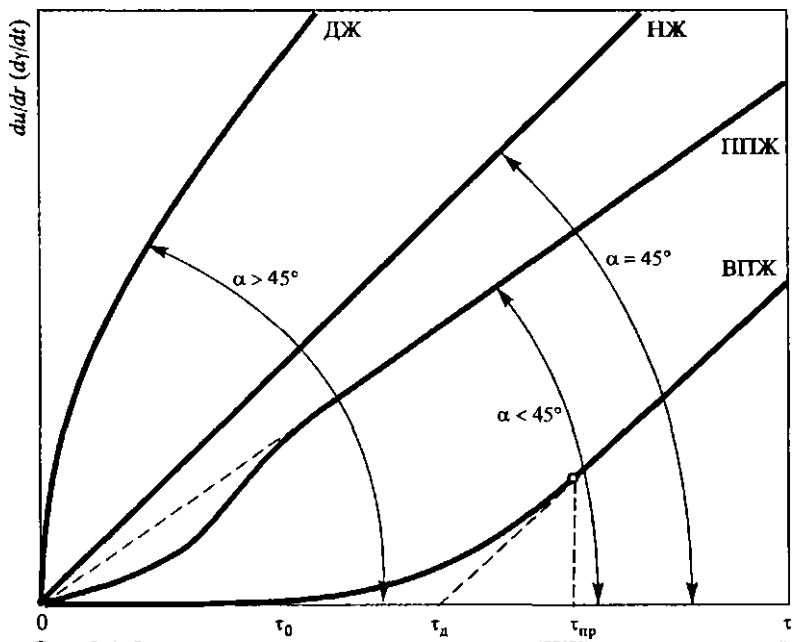


Рис. 2.4. Реологические линии ньютоновской (НЖ), вязкопластичной (ВПЖ), псевдопластичной (ППЖ) и дилатантной (ДЖ) жидкостей

Это уравнение не может применяться для точных расчетов, но оказывается полезным во многих технических приложениях. Для ньютоновских жидкостей $n = 1$, а $K \rightarrow \mu$.

Неньютоновскне жидкости

1. Вязкопластичные жидкости (ВПЖ) — тела Шведова—Бингама (Бингамовские пластики), течение которых описывается следующим законом:

$$\tau = \tau_0 + \eta \frac{dU}{dr}, \qquad (2.12)$$

где τ_0 – статическое напряжение сдвига. При $\tau < \tau_0$ жидкость ведет себя как твердое тело,

η — пластическая вязкость.

Как это следует из рис. 2.4:

при $\tau_д \le \tau \le \tau_{пр}$ $\eta = f\left(\frac{dU}{dr}\right)$,

при $\tau \ge \tau_{пр}$ $\eta = const$,

$\tau_д$ — динамическое напряжение сдвига,

$\tau_{пр}$ — предельное напряжение сдвига, соответствующее разрушению структуры.

Модель течения вязкопластичной жидкости можно записать в виде:

$$\tau = \tau_д + \eta \frac{dU}{dr}, \qquad (2.13)$$

при этом $\eta = const$.

Закон Шведова—Бингама справедлив для глинистых буровых растворов, водонефтяных эмульсий, суспензий твердых частиц правильной округлой формы, образующих в состоянии покоя жесткую трехмерную структуру.

2. Псевдопластичные жидкости (угол наклона α для этих жидкостей изменяется от 0 до 45°). Часто при малых и больших градиентах скорости этот угол приближается к 45°, т.е. жидкость по своим свойствам приближается к ньютоновской.

Более точным законом для описания таких жидкостей в сравнении с (2.11) является следующий:

$$\tau = K\left|\frac{dU}{dr}\right|^{n-1}\frac{dU}{dr}, \qquad (2.14)$$

где $K\left|\frac{dU}{dr}\right|^{n-1}$ называется кажущейся вязкостью псевдопластичной жидкости. Проанализируем изменение кажущейся вязкости в зависимости от градиента скорости и численного значения индекса течения. Так, при увеличении градиента скорости:

при $n > 1$ $K\left|\frac{dU}{dr}\right|^{n-1}$ увеличивается;

при $n = 1$ $K\left|\frac{dU}{dr}\right|^{n-1}$ вырождается в K, а K — в μ и закон течения принимает вид (2.9);

при $n < 1$ кажущаяся вязкость $K\left|\frac{dU}{dr}\right|^{n-1}$ снижается, что характерно для ППЖ: для растворов полимеров и других жидкостей с большими вытянутыми молекулами; для обычных и коллоидных суспензий с твердыми асимметричными частицами.

При малых скоростях сдвига молекулы или частицы таких систем «переплетены» друг с другом. При больших скоростях сдвига молекулы «подстраиваются» друг к другу, уменьшая кажущуюся вязкость. При очень малых скоростях сдвига влияние «переплетения» молекул невелико; при очень больших скоростях сдвига само «переплетение» мало.

3. Дилатантные жидкости (угол наклона $\alpha > 45°$; $n > 1$). Под дилатантными (расширяющимися) жидкостями понимают суспензии, у которых жидкой фазы достаточно для заполнения пустот между твердыми частицами только в состоянии покоя или при очень низких скоростях сдвига. В этом случае жидкость практически ньютоновская. Когда частицы твердой фазы начинают двигаться быстрее относительно друг друга, им требуется больший объем и система в целом расширяется, увеличивая объем пустот между частицами твердой фазы. В этом случае объем жидкой фазы становится недостаточным для заполнения возросшего объема пустот между частицами и смазки движущихся частиц твердой фазы; кажущаяся вязкость в этом случае возрастает.

К дилатантным жидкостям относятся: суспензии крахмала, силиката калия и песка.

У некоторых неньютоновских жидкостей их характеристики зависят от времени. Для таких жидкостей при постоянной скорости сдвига касательные напряжения изменяются во времени (очень сложно изучать и описывать такие системы).

Реопектическая жидкость — жидкость, у которой при постоянной скорости сдвига касательные напряжения во времени растут.

Тиксотропная жидкость — жидкость, у которой при постоянной скорости сдвига касательные напряжения убывают.

Как правило, кажущиеся вязкости большинства неньютоновских жидкостей велики по сравнению с вязкостью воды.

2.5. ОСНОВНЫЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ПРИ РАСЧЕТЕ ПРОЦЕССА ВЫЗОВА ПРИТОКА И ОСВОЕНИЯ

Существо вопроса сводится к расчету потерь на трение для различных форм сечений (труба круглого сечения, кольцевой канал) при различных режимах течения жидкости.

А. Труба круглого сечения

Потери на трение $\Delta P_{\text{тр.т}}$ (Па):

$$\Delta P_{\text{тр.т}} = \lambda \frac{l\upsilon^2 \rho}{2d}, \qquad (2.15)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений;

l — длина пути, м;

d — внутренний диаметр трубы, м;

υ — скорость движения жидкости, м/с;

ρ — плотность жидкости, кг/м^3.

Ньютоновские жидкости

Ламинарный режим течения

Коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = \frac{64}{\text{Re}}, \qquad (2.16)$$

число Рейнольдса

$$\text{Re} = \frac{\upsilon d \rho}{\mu}, \qquad (2.17)$$

где μ — вязкость жидкости, Па с.

Турбулентный режим течения

При Re>100000 коэффициент гидравлических сопротивлений может вычисляться по формуле Колбрука:

$$\lambda = 1/(1{,}8 \lg \mathrm{Re} - 1{,}52)^2 \qquad (2.18)$$

или по формуле Г.К.Филоненко:

$$\lambda = 1/(1{,}8 \lg \mathrm{Re} - 1{,}64)^2. \qquad (2.19)$$

Известны и универсальные формулы для расчета коэффициента гидравлических сопротивлений, среди которых формулы — Колбрука:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg\left(\frac{K}{3.7d} + \frac{2.51}{\mathrm{Re}\sqrt{\lambda}}\right), \qquad (2.20)$$

где K — эквивалентная шероховатость поверхности трубы, м.

Для определения эквивалентной шероховатости Л.Прандтль предложил следующую зависимость:

$$\lg K = 0{,}57 - \frac{1}{2\sqrt{\lambda}} + \lg d\,. \qquad (2.21)$$

На практике без существенной ошибки эквивалентную шероховатость можно заменить абсолютной ε, принимая для обсадных труб и колонн НКТ $\varepsilon \cong 1{,}4 \cdot 10^{-5}$ м,

И.А.Исаева:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -1{,}8 \lg\left[\frac{6{,}8}{\mathrm{Re}} + \left(\frac{K}{3{,}7d}\right)^{1{,}11}\right], \qquad (2.22)$$

А.Д.Альтшуля:

$$\lambda = 0.1\left(\frac{1.46K}{d} + \frac{100}{\mathrm{Re}}\right)^{0.25}. \qquad (2.23)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений может быть рассчитан и по формуле Блазиуса:

$$\lambda = \frac{0.3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}. \qquad (2.24)$$

Вязкопластичные жидкости

Вязкопластичные жидкости, к которым, в первую очередь, относятся глинистые растворы и водонефтяные эмульсии, широко

распространены в нефтепромысловой практике. Глинистый раствор в ряде случаев используется в качестве жидкости глушения и в соответствии с моделью течения (2.13) характеризуется динамическим напряжением сдвига $\tau_д$ и пластической вязкостью η, которые можно рассчитать по формулам Б.С. Филатова:

$$\tau_д = 8{,}5\ 10^{-3}\ \rho_{гр} - 7, \tag{2.25}$$

$$\eta = 0{,}033\ 10^{-3}\ \rho_{гр} - 0{,}022, \tag{2.26}$$

где $\rho_{гр}$ – плотность глинистого раствора, кг/м^3.

Различают два режима течения ВПЖ: структурный (ламинарный) и турбулентный.

Структурный (ламинарный) режим течения

Коэффициент гидравлических сопротивлений

$$\lambda = \frac{64}{Re'}\left(1 + \frac{\tau_д d}{6\eta\upsilon}\right) = \frac{64}{Re^*}, \tag{2.27}$$

$$Re' = \frac{\upsilon d\rho}{\eta}, \tag{2.28}$$

$$Re^* = \frac{6\eta\upsilon + \tau_д d}{6\upsilon^2\rho d} \tag{2.29}$$

Для вязкопластичных жидкостей вводится параметр пластичности B, характеризующий отношение сил инерции к силам пластичности

$$B = \frac{\upsilon^2\rho}{\tau_д}. \tag{2.30}$$

Отношение параметра Re' в виде (2.28) к параметру пластичности B в виде (2.30) дает параметр Сен-Венана—Ильюшина:

$$Sen_т = \frac{\tau_д d}{\eta\upsilon}. \tag{2.31}$$

Как показали исследования, зависимость (2.27) справедлива при $Re^* < (2 \div 3)\cdot 10^3$.

Коэффициент гидравлических сопротивлений можно вычислять и по следующим формулам.

Формула Р.И. Шищенко:

$$\lambda = \frac{0.125}{\sqrt[9]{\mathrm{Re}^*}}. \qquad (2.32)$$

Формула рекомендуется автором при $\mathrm{Re}^* = 2500 \div 20000$, $d < 60$ мм.

Формула Р.И. Шищенко и К.А. Ибатулова:

$$\lambda = \frac{0.075}{\sqrt[7]{\mathrm{Re}^*}}. \qquad (2.33)$$

Формула рекомендуется при $\mathrm{Re}^* = 2500 \div 40000$, $d = 141 \div 168$ мм.

Критерием перехода структурного режима течения в турбулентный может служить значение критической скорости $\upsilon_{кр}$, которое для круглой трубы записывается так:

$$\upsilon_{кр.т} = 25\sqrt{\tau_д / \rho_{тр}}. \qquad (2.34)$$

Если фактическая скорость течения в трубе $\upsilon_{ф.т}$ меньше критической $\upsilon_{кр.т}$, то режим течения структурный; если — наоборот, то режим течения турбулентный.

Потери на трение для структурного режима можно рассчитать по следующей зависимости:

$$\Delta P_{тр.т} = 4\tau_д \, H/(\beta_т \, d), \qquad (2.35)$$

$\beta_т$ — коэффициент, зависящий от параметра Сен-Венана—Ильюшина $Sen_т$ и находимый по графику (рис.2.5) для круглой трубы.

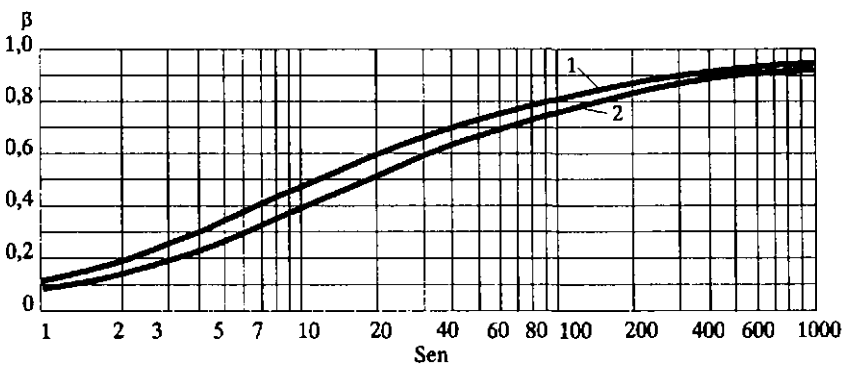


Рис. 2.5. Зависимость коэффициента β от параметра Сен-Венана— Ильюшина Sen:
1 — для круглого сечения; 2 — для кольцевого сечения

Турбулентный режим

Потери на трение рассчитываются по следующей формуле:

$$\Delta P_{тр.т} = 0{,}012\,\rho_{гр}\,H\,\upsilon^2_{ф.т}/d\,. \qquad (2.36)$$

Б. Кольцевой канал

Для расчета потерь давления на трение в кольцевом канале используется зависимость (2.15), только вместо внутреннего диаметра трубы d используется гидравлический диаметр $(D_{вн} - d_{н})$:

$$\Delta P_{тр.к} = \lambda \frac{l\upsilon^2\rho}{(D_{вн} - d_{н})}, \qquad (2.37)$$

где $D_{вн}$ — внутренний диаметр трубы большего диаметра, м,

$d_{н}$ — наружный диаметр трубы меньшего диаметра, м.

Ньютоновские жидкости

Ламинарный режим течения

Число Рейнольдса в канале $\mathrm{Re}_к$

$$\mathrm{Re}_к = \frac{\upsilon_к (D_{вн} - d_{н})\rho}{\mu}, \qquad (2.38)$$

где $\upsilon_к$ — скорость движения в кольцевом канале, м/с

$$\upsilon_к = \frac{4Q}{\pi\left(D^2_{вн} - d^2_{н}\right)}, \qquad (2.39)$$

где Q — объемный расход жидкости, м³/с.

Коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом канале $\lambda_к$

$$\lambda_к = \varphi \frac{64}{\mathrm{Re}_к}, \qquad (2.40)$$

где

$$\varphi = \frac{\left(1 - \frac{d_{н}}{D_{вн}}\right)^2}{1 - \left(\frac{d_{н}}{D_{вн}}\right)^2 + \frac{1 + \left(\frac{d_{н}}{D_{вн}}\right)^2}{\ln\frac{d_{н}}{D_{вн}}}}. \qquad (2.41)$$

При изменении $d_н/D_{вн}$ от 0,45 до 0,70 коэффициент φ изменяется от 1,485 до 1,495, т.е. можно принять

$$\varphi = 1{,}5.$$

Тогда выражение (2.40) примет вид:

$$\lambda_к = \frac{96}{\mathrm{Re}_к}. \qquad (2.42)$$

Расчеты для турбулентного режима проводятся по известным зависимостям.

Вязкопластичные жидкости

Структурный режим течения

Параметром, характеризующим режим течения, является критическое число Рейнольдса в кольцевом канале. $\mathrm{Re}_{кр.к}$:

$$\mathrm{Re}_{кр.к} = 2100 + 7{,}3\,He^{0{,}58}, \qquad (2.43)$$

где *He* — параметр Хедстрёма, являющийся функцией параметров Рейнольдса $\mathrm{Re}_к$ и Сен-Венана—Ильюшина $Sen_к$ в кольцевом канале:

$$\mathrm{Re}_к = \upsilon_к (D_{вн} - d_н)\,\rho_{тр}/\eta, \qquad (2.44)$$

$$Sen_к = \tau_д\,(D_{вн} - d_н)/(\eta\upsilon_к), \qquad (2.45)$$

$$He = \mathrm{Re}_к\,Sen_к = \frac{\tau_д \rho_{тр}\,(D_{вн} - d_н)^2}{\eta^2}. \qquad (2.46)$$

Если фактическое число Рейнольдса в кольцевом канале $\mathrm{Re}_{ф.к}$ меньше критического числа Рейнольдса $\mathrm{Re}_{кр.к}$, то режим течения структурный и потери на трение рассчитываются так:

$$\Delta P_{тр.к} = \frac{4\tau_д H}{\beta_к\,(D_{вн} - d_н)}, \qquad (2.47)$$

где $\beta_к$ — коэффициент, находимый по рис. 2.5 для кольцевого канала.

Турбулентный режим течения

Если $\mathrm{Re}_{ф.к} > \mathrm{Re}_{кр.к}$, то режим течения турбулентный и потери на трение рассчитываются следующим образом:

$$\Delta P_{тр.к} = \frac{0.012\rho_{тр} H \upsilon_к^2}{(D_{вн} - d_н)}. \qquad (2.48)$$

Потери на трение могут быть рассчитаны и по формуле (2.15), принимая вместо λ значение $\lambda_к$, вычисленное по формуле Б.И. Мительмана:

$$\lambda_к = \frac{0.09}{\sqrt[8]{Re_к^*}}, \qquad (2.49)$$

где

$$Re_к^* = \frac{\rho_{тр} \upsilon_к (D_{вн} - d_н)}{\eta\left[1 + \frac{\tau_д (D_{вн} - d_н)}{6\eta\upsilon_к}\right]}. \qquad (2.50)$$

Зависимость (2.49) рекомендуется при $Re_к^* = 1200 + 8000$.

Все вышеизложенные завнсимости справедливы для гладких безмуфтовых труб. Фактически используемые насосно-компрессорные трубы соединяются при помощи муфт, поэтому колонны НКТ имеют местные сопротивления. В этом случае расчет потерь на трение должен вестись с учетом местных сопротивлений. Местные сопротивления увеличивают гидравлические сопротивления, численное значение которых зависит от коэффициента увеличения гидравлических сопротивлений вследствие наличия муфтовых соединений K:

$$K = 1 + \frac{\xi (D_{вн} - d_н)}{\lambda l_т}, \qquad (2.51)$$

где ξ — коэффициент местных сопротивлений

$$\xi = \left[\frac{(D_{вн}^2 - d_н^2)}{(D_{вн}^2 - d_м^2)} - 1\right]^2, \qquad (2.52)$$

$l_т$ — длина трубы между муфтовыми соединениями, м;

λ — коэффициент гидравлических сопротивлений в кольцевом канале, вычисляемый по соответствующим формулам для ньютоновской или вязкопластичной жидкости;

$d_м$ – диаметр муфты, м.

Потери на трение могут быть вычислены по следующим зависимостям:

структурный режим течения

$$\Delta P_{тр.к} = K \frac{4\tau_д H}{\beta_к (D_{вн} - d_н)}, \qquad (2.53)$$

турбулентный режим течения

$$\Delta P_{\text{тр.к}} = \frac{0.012 K \rho_{\text{гр}} H \upsilon_{\text{к}}^2}{(D_{\text{вн}} - d_{\text{н}})}. \qquad (2.54)$$

2.6. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЫЗОВА ПРИТОКА И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ЗАМЕНЫ ЖИДКОСТИ

Данный метод вызова притока и освоения может быть реализован заменой тяжелой жидкости более легкой путем промывки. Различают несколько способов промывки.

Прямая промывка (закачка) — закачка жидкости осуществляется в затрубное пространство, а выход закачиваемой жидкости — из колонны НКТ. Обратная промывка (закачка) — закачка жидкости осуществляется в НКТ, а выход закачиваемой жидкости — из затрубного пространства. Переключение с прямой промывки на обратную или наоборот называется комбинированной промывкой.

Вне зависимости от способа промывки компоновка оборудования, спускаемого в скважину, включает:

1. Насосно-компрессорные трубы.
2. Насосно-компрессорные трубы с циркуляционным клапаном и пакером.

При обоих вариантах спуск оборудования может осуществляться либо на глубину скважины, либо на меньшую глубину. Схемы некоторых из возможных компоновок и вариантов промывки представлены на рис. 2.6.

Основными рассчитываемыми параметрами являются:

1. Забойное давление $P_{\text{заб}}$.
2. Давление закачки $P_{\text{з}}$.
3. Объем закачиваемой жидкости $V_{\text{з}}$.
4. Время закачки $t_{\text{з}}$.

При расчетах предполагается, что поглощения жидкости пластом в процессе закачки не происходит, т.е. объем закачиваемой в скважину жидкости равен объему жидкости, выходящей из скважины (сжимаемостью жидкости пренебрегают).

Перед промывкой скважина заглушена жидкостью глушения; при этом забойное давление в скважине может быть равным:

$$P_{\text{заб}} = \rho_{\text{гл}} g L \qquad (2.55)$$

или

$$P_{заб} = \rho_{гл}\, g\, (L - H_{ст}), \qquad (2.56)$$

где $\rho_{гл}$ — плотность жидкости глушения, кг/м^3;

L — глубина скважины, м;

$H_{ст}$ — статический уровень жидкости глушения в скважине, м.

Рассмотрим некоторые варианты промывки скважин.

А. Оборудование без пакера

1. Глубина спуска НКТ H равна глубине скважины $L (H = L)$.

Прямая закачка (рис. 2.6 а)

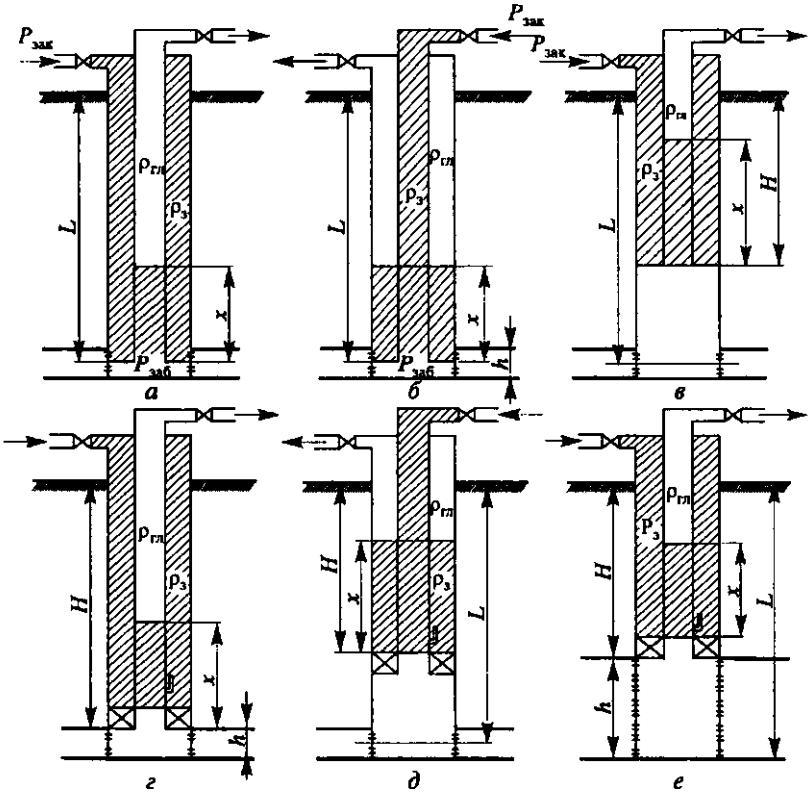


Рис. 2.6. Схемы компоновок некоторых вариантов закачки (промывки):
***а, б, в* — беспакерная схема; *г, д, е* — пакерная схема; *а, в, г, е* — прямая закачка; *б, д* — обратная закачка; ▭ — жидкость глушения; ▨ — жидкость закачки**

Требуется рассчитать расстояние X, на которое должна подняться жидкость закачки от забоя в колонне НКТ для случая, когда $P_{заб} = P_{пл}$.

Забойное давление в этом случае таково:

$$P_{заб} = P_{пл} = \rho_{гл} g (H - X) + \rho_{з} g X + \Delta P_{т гл} + \Delta P_{т з}, \qquad (2.57)$$

где $\rho_{гл}$, $\rho_{з}$ — плотности жидкости глушения и закачки соответственно, кг/м^3;

$\Delta P_{т гл}$, $\Delta P_{т з}$ — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении в насосно-компрессорных трубах, жидкости глушения на расстоянии $(H - X)$ и жидкости закачки на расстоянии X, Па.

Решая (2.57) относительно X, получим:

$$X = \frac{H\left(\rho_{гл} g + B_{т гл}\right) - P_{пл}}{g\left(\rho_{гл} - P_{з}\right) + \left(B_{т гл} - B_{т з}\right)}, \qquad (2.58)$$

где $B_{т гл}$, $B_{т з}$ — градиенты потерь давления на трение в насосно-компрессорных трубах жидкости глушения и закачки соответственно, Па/м.

Указанные градиенты потерь рассчитываются по формулам:

$$B_{т гл} = \begin{cases} 4\tau_{д} / (\beta_{т} d_{вн}) & \text{— структурный режим течения,} \\ 0{,}012\rho_{гл}\upsilon^2 / d_{вн} & \text{— турбулентный режим течения,} \end{cases} \qquad (2.59)$$

$$B_{т з} = \lambda\upsilon^2\rho_{з} / (2d_{вн}), \qquad (2.60)$$

где $d_{вн}$ — внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м.

Давление закачки $P_{з}$ в этом случае равно:

$$P_{з} = (\rho_{гл} - \rho_{з}) g (H - X) + \Delta P_{к з} + \Delta P_{т з} + \Delta P_{т гл}, \qquad (2.61)$$

где $\Delta P_{к з}$ — потери на трение при движении в кольцевом зазоре жидкости закачки на расстоянии H, Па;

$\Delta P_{т з}$ — потери на трение при движении в НКТ жидкости закачки на расстоянии X, Па;

$\Delta P_{т гл}$ — потери на трение при движении в НКТ жидкости глушения на расстоянии $(H - X)$, Па.

Объем жидкости закачки $V_{з}$:

$$V_{з} = \frac{\pi}{4}\left[d_{вн}^2 X + \left(D_{вн}^2 - d_{н}^2\right) H\right], \qquad (2.62)$$

где $D_{вн}$ — внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$d_н$ — наружный диаметр НКТ, м.

Время закачки $t_з$ равно:

$$t_з = \frac{V_з}{q}, \qquad (2.63)$$

где q — подача насосного агрегата, закачивающего жидкость в скважину, м^3/с.

Максимального давления насосный агрегат во время закачки достигает при условии $X = 0$, т.е. когда граница раздела жидкостей глушения и закачки достигает башмака НКТ:

$$P_{з\,макс} = (\rho_{гл} - \rho_э)\,g\,H + \Delta P'_{т\,гл} + \Delta P_{к\,э}, \qquad (2.64)$$

где $\Delta P'_{т\,гл}$ — потери на трение при движении жидкости глушения в НКТ на расстоянии H, Па.

Обратная закачка (рис. 2.6 б).

Требуется рассчитать расстояние X, на которое должна подняться жидкость закачки от забоя в кольцевом канале для случая, когда $P_{заб} = P_{пл}$.

Забойное давление в этом случае таково:

$$P_{заб} = P_{пл} = \rho_{гл}\,g\,(H - X) + \rho_э\,g\,X + \Delta P_{к\,гл} + \Delta P'_{к\,э}, \qquad (2.65)$$

где $\Delta P_{к\,гл}$, $\Delta P'_{к\,э}$ — соответственно потери на трение в кольцевом канале при движении жидкости глушения на расстоянии $(H - X)$ и жидкости закачки на расстоянии X, Па.

Из (2.65) находим X:

$$X = \frac{H\left(\rho_{гл}g + A_{к\,гл}\right) - P_{пл}}{g\left(\rho_{гл} - \rho_э\right) + \left(A_{к\,гл} - A_{к\,з}\right)}, \qquad (2.66)$$

где $A_{к\,гл}$, $A_{к\,з}$ — соответственно градиенты потерь давления на трение при движении жидкостей глушения и закачки в кольцевом канале, Па/м.

Указанные градиенты потерь давления вычисляются по следующим зависимостям:

$$A_{к\,гл} = \begin{cases} \dfrac{4\tau_д}{\beta_к\,(D_{вн} - d_н)} & \text{— структурный режим течения,} \\ 0{,}012\rho_{гл}\dfrac{K\,\upsilon^2}{(D_{вн} - d_н)} & \text{— турбулентный режим течения,} \end{cases} \qquad (2.67)$$

$$A_{к.т} = \lambda \upsilon^2 \rho_т / \left[2\left(D_{вн} - d_н\right)\right], \qquad (2.68)$$

где $\beta_к$ — коэффициент для кольцевого канала, зависящий от $Sen_к$ (см. рис. 2.5);

K — коэффициент увеличения гидравлических сопротивлений от наличия на НКТ муфт, вычислясмый по формулам (2.51) и (2.52).

Давление закачки $P_з$ таково:

$$P_з = (\rho_{гл} - \rho_з)\, g\,(H - X) + \Delta P'_{т.з} + \Delta P_{к.гл} + \Delta P'_{к.з}, \qquad (2.69)$$

где $\Delta P'_{т.з}$ — потери давлсния на преодолсние гидравлических сопротивлений в НКТ при движении жидкости закачки на расстоянии H, Па.

Объем закачки $V_з$:

$$V_з = \frac{\pi}{4}\left[d_{вн}^2 H + \left(D_{вн}^2 - d_н^2\right) X\right], \qquad (2.70)$$

а время закачки рассчитывается по (2.63).

Максимальное давленис закачки $P_{з\,макс}$ таково:

$$P_{з\,макс} = (\rho_{гл} - \rho_з)\, gH + \Delta P'_{т.з} + \Delta P'_{к.гл}, \qquad (2.71)$$

где $\Delta P'_{к.гл}$ — потери на преодолсние гидравлических сопротивлений в кольцевом канале при движении жидкости глушения на расстоянии H, Па.

2. Глубина спуска НКТ H меньше глубины скважины L ($H < L$).

Прямая закачка (рис. 2.6 в)

Забойное давление (при $P_{заб} = P_{гл}$):

$$P_{заб} = P_{гл} = \rho_{гл} g\left(L - X\right) + \rho_з g X + \Delta P_{т.гл} + \Delta P_{т.з}, \qquad (2.72)$$

где $\Delta P_{т.гл}$, $\Delta P_{т.з}$ — соответственно потери давления на трение при движении в насосно-компрессорных трубах жидкости глушения на расстоянии $(H - X)$ и жидкости закачки на расстоянии X, Па.

Расстояние X из (2.72):

$$X = \frac{\rho_{гл} g L + B_{т.гл} H - P_{гл}}{\left(\rho_{гл} - \rho_з\right) g + \left(B_{т.гл} - B_{т.з}\right)}. \qquad (2.73)$$

Градиенты потерь $B_{т.гл}$ и $B_{т.з}$ рассчитываются по формулам (2.59) и (2.60).

Давление закачки $P_з$ рассчитывается по формуле (2.61), объем закачки — по формуле (2.62), время закачки — по формуле (2.63), а максимальное давление закачки — по формуле (2.64).

Обратная закачка

Забойное давление (при $P_{заб} = P_{пл}$):

$$P_{заб} = P_{пл} = \rho_{гл} g(L - X) + \rho_з gX + \Delta P_{к\,гл} + \Delta P_{к\,з}, \qquad (2.74)$$

где $\Delta P_{к\,гл}$, $\Delta P_{к\,з}$ — соответственно потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений в кольцевом канале при движении жидкости глушения на расстоянии $(H - X)$ и жидкости закачки на расстоянии X, Па.

Из выражения (2.74) находим X:

$$X = \frac{\rho_{гл} gL + A_{к\,гл} H - P_{пл}}{(\rho_{гл} - \rho_з)g + (A_{к\,гл} - A_{к\,з})}, \qquad (2.75)$$

где $A_{к\,гл}$ и $A_{к\,з}$ рассчитываются по формулам (2.67) и (2.68). Давление закачки рассчитывается по формуле (2.69), а объем закачки, время закачки и максимальное давление закачки — по формулам (2.70), (2.63) и (2.71).

Б. Колонна НКТ оборудована циркуляционным клапаном и пакером

1. Глубина спуска НКТ с циркуляционным клапаном и пакером — до кровли продуктивного горизонта $H_к$, т.е.

$$H_к + h = L.$$

Прямая закачка (рис. 2.6 г)

Забойное давление (при $P_{заб} = P_{пл}$):

$$P_{заб} = P_{пл} = \rho_{гл} g(H + h - X) + \rho_з gX + \Delta P_{т\,гл} + \Delta P_{т\,з}, \qquad (2.76)$$

где h — толщина продуктивного горизонта, м;

$\Delta P_{т\,гл}$, $\Delta P_{т\,з}$ — то же самое, что и в формуле (2.72).

Из (2.76) находим расстояние X:

$$X = \frac{H\left[\rho_{гл} g\left(1 + \frac{h}{H}\right) + B_{т\,гл}\right] - P_{пл}}{(\rho_{гл} - \rho_з)g + (B_{т\,гл} - B_{т\,з})}, \qquad (2.77)$$

где $B_{т\,гл}$ и $B_{т\,з}$ — рассчитываются по формулам (2.59) и (2.60).

Обратная закачка

Забойное давление (при $P_{заб} = P_{пл}$):

$$P_{заб} = P_{пл} = \rho_{гл} g(H + h - X) + \rho_з gX + \Delta P_{к\,гл} + \Delta P_{к\,з}, \qquad (2.78)$$

где $\Delta P_{к\,гл}$, $\Delta P_{к\,з}$ — то же самое, что и в формуле (2.74).

Расстояние X из (2.78) таково:

$$X = \frac{H\left[\rho_{гл} g\left(1 + \frac{h}{H}\right) + A_{к\,гл}\right] - P_{пл}}{(\rho_{гл} - \rho_{з})g + \left(A_{к\,гл} - A_{к\,з}\right)}, \qquad (2.79)$$

где градиенты давления $A_{к\,гл}$ и $A_{к\,з}$ рассчитываются по формулам (2.67) и (2.68).

Остальные характеристики для обоих способов закачки рассчитываются по ранее изложенным формулам.

Схема на рис. 2.6 е отличается от схемы на рис. 2.6 г только большей толщиной продуктивного горизонта.

2. Глубина спуска НКТ с циркуляционным клапаном и пакером меньше глубины скважины, т.е. $H < L$ (рис. 2.6 д).

Расчет аналогичен таковому для рис. 2.6 в.

Задаваясь различной численной величиной положения границы раздела «жидкость глушения — жидкость закачки», можно построить динамику изменения забойного давления $P_{заб}$, давления закачки $P_з$, объема закачки $V_з$ в функции времени $t_з$ для всех способов закачки.

Следующим способом вызова притока и освоения является компрессорный способ, при котором в скважину закачивается газообразный агент.

2.7. КОМПРЕССОРНЫЙ СПОСОБ ВЫЗОВА ПРИТОКА И ОСВОЕНИЯ

Суть данного способа заключается в закачке в скважину компримированного газа, что позволяет изменять плотность образующейся газожидкостной смеси в широком диапазоне, расширяя таким образом возможность вызова притока и освоения скважин. Способ является чрезвычайно эффективным, но требует наличия определенных источников газа (использование воздуха для этих целей недопустимо).

Для реализации способа в скважину спускаются насосно-компрессорные трубы с перепускным устройством, установленным на определенной глубине ниже статического уровня жидкости. Рассмотрим процесс вызова притока и освоения на примере прямой закачки газа.

Закачиваемый в затрубное пространство компримированный газ воздействует на статический уровень жидкости и жидкость через

перепускное устройство перетекает в насосно-компрессорные трубы, приводя к повышению столба жидкости в них над перепускным устройством (принимается, что поглощения жидкости пластом не происходит). После достижения границей раздела «жидкость—газ» в затрубном пространстве перепускного устройства газ через него поступает в НКТ, приводя к газированию жидкости. При этом происходит снижение плотности образующейся в НКТ газожидкостной смеси, уровень ее поднимается до устья и начинается излив. При этом забойное давление становится ниже пластового, образуется депрессия и скважина начинает работать.

В случае, если забойное давление при этом не падает ниже пластового, производят продувку газом той части НКТ, в которой находится газожидкостная смесь, выбрасывая ее из НКТ, а затем снижают давление подаваемого газа. При этом забойное давление снижается существенно и начинается приток жидкости из пласта.

Существо способа сводится к расчету процесса движения газа и жидкости в трубах и кольцевом канале, а основным вопросом является вопрос определения предельной глубины установки перепускного устройства $H_{пр}$, если известно рабочее давление компрессора $P_к$. При расчете не учитываются давление от веса газа и потери давления в перепускном устройстве.

При необходимости учета веса газа используют барометрическую формулу:

$$P = P_к \exp\left(\frac{\rho_{г\,ст} g H T_{ст}}{P_0 T z}\right), \qquad (2.80)$$

где P — давление на глубине H, Па;

$P_к$ — рабочее давление компрессора, Па;

$\rho_{г\,ст}$ — плотность газа при стандартных условиях (P_0 и $T_{ст}$), кг/м^3;

T — средняя температура в интервале глубин ($0 \div H$), К;

z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Прямая закачка

Предельная глубина установки перепускного устройства $H_{пр}$ такова:

$$H_{пр} = \frac{\left(P_к - P_у\right)}{g\left(\rho_ж - \rho_{г\,ст} B_г\right) + A_{т\,ж} + A_{к\,т}}, \qquad (2.81)$$

где $P_у$ – давление на устье скважины, Па;

$\rho_ж$ — плотность жидкости глушения, кг/м^3;

$A_{тж}$ – градиент потерь давления на трение при движении жидкости глушения в насосно-компрессорных трубах, Па/м;

$A_{кг}$ — градиент потерь давления на трение при движении газа в кольцевом канале (затрубном пространстве), Па/м;

$B_г$ — коэффициент для газа, равный

$$B_г = \frac{P_к T_{ст}}{P_0 T z}. \qquad (2.82)$$

Плотность газа при давлении $P_к$ и средней температуре T в интервале глубин $(0 — H_{пр})$ равна:

$$\rho_г = \rho_{ст\,г} B_г. \qquad (2.83)$$

Градиент потерь $A_{тж}$ можно рассчитать по формуле Дарси—Вейсбаха:

$$A_{тж} = \lambda_ж \frac{\upsilon_{тж}^2 \rho_ж}{2 d_{вн}}, \qquad (2.84)$$

где $\lambda_ж$ — коэффициент гидравлических сопротивлений, рассчитываемый по ранее приведенным зависимостям в функции режима движения жидкости;

$\rho_ж$ — плотность жидкости, кг/м^3;

$\upsilon_{тж}$ — скорость движения жидкости в НКТ, м/с.

Градиент потерь $A_{кг}$ рассчитывается аналогично предыдущему:

$$A_{кг} = \lambda_г \frac{\upsilon_{кг}^2 \rho_г}{2(D_{вн} - d_н)}, \qquad (2.85)$$

где $\lambda_г$ — коэффициент гидравлических сопротивлений, рассчитываемый по известным зависимостям, например, по обобщенной формуле А.Д. Альтшуля:

$$\lambda_г = 0{,}11\left(\frac{K}{d} + \frac{68}{\mathrm{Re}_г}\right)^{0{,}25}, \qquad (2.86)$$

где K — эквивалентная шероховатость, м;

$\mathrm{Re}_г$ — число Рейнольдса для газа;

$\upsilon_{кг}$ — скорость движения газа в кольцевом канале, м/с:

$$\upsilon_{кг} = \frac{4 q_{ст}}{60\pi B_г \left(D_{вн}^2 - d_н^2\right)}, \qquad (2.87)$$

где $q_{ст}$ — подача компрессора (дается для компрессоров при стандартных условиях: $T_{ст} = 293$K, $P_0 \cong 0{,}1$ МПа), м³/мин.

Скорость движения жидкости в НКТ такова:

$$\upsilon_{т\,ж} = \upsilon_{к\,г}\frac{\left(D_{вн}^2 - d_{н}^2\right)}{d_{вн}^2} = \frac{4q_{ст}}{60\pi B_г d_{вн}^2}. \qquad (2.88)$$

Объем газа $V_г$, закачиваемого в скважину при давлении $P_к$ и температуре T для достижения перепускного устройства, равен:

$$V_г = \frac{V_{г\,ст}}{B_г} = \frac{\pi}{4}\left(D_{вн}^2 - d_{н}^2\right)H_{пр}. \qquad (2.89)$$

Время закачки $t_з$ в этом случае таково:

$$t_з = \frac{V_{г\,ст}}{q_{ст}}[мин], \qquad (2.90)$$

где $V_{г\,ст}$ — объем газа, закачиваемого в скважину, приведенный к стандартным условиям, м³.

Обратная закачка

Предельная глубина установки перепускного устройства $H_{пр}$:

$$H_{пр} = \frac{\left(P_к - P_{затр}\right)}{g\left(\rho_ж - \rho_{г\,ст}B_г\right) + A_{к\,ж} + A_{т\,г}}, \qquad (2.91)$$

где $P_{затр}$ — давление в затрубном пространстве скважины, Па;

$A_{к\,ж}$ — градиент потерь давления на трение при движении жидкости глушения в кольцевом канале (затрубном пространстве), Па/м;

$A_{т\,г}$ — градиент потерь давления на трение при движении газа в трубах, Па/м.

Градиент $A_{к\,ж}$ вычисляется по формуле:

$$A_{к\,ж} = \lambda_ж \frac{\upsilon_{к\,ж}^2 \rho_ж}{2\left(D_{вн} - d_н\right)}, \qquad (2.92)$$

где $\upsilon_{к\,ж}$ — скорость движения жидкости в кольцевом канале, м/с.

Градиент $A_{т\,г}$ вычисляется так:

$$A_{т\,г} = \lambda_г \frac{\upsilon_{т\,г}^2 \rho_г}{2d_{вн}}, \qquad (2.93)$$

где $\upsilon_{т\,г}$ — скорость движения газа в НКТ, м/с:

$$\upsilon_{т.г} = \frac{4q_{ст}}{60\pi B_г d_{вн}^2}, \qquad (2.94)$$

а скорость движения жидкости

$$\upsilon_{к.ж} = \upsilon_{т.г} \frac{d_{вн}^2}{\left(D_{вн}^2 - d_н^2\right)} = \frac{4q_{ст}}{60\pi B_г \left(D_{вн}^2 - d_н^2\right)}. \qquad (2.95)$$

Объем закачиваемого газа $V_г$ при $P_к$ и T:

$$V_г = \frac{V_{г\,ст}}{B_г} = \frac{\pi}{4} d_{вн}^2 H_{пр}. \qquad (2.96)$$

Время закачки рассчитывается по (2.90).

При необходимости учета веса газа расчет ведется в следующей последовательности:

1. Рассчитывается $H_{пр}$ при $P = P_к$.
2. Для рассчитанной величины $H_{пр}$ по формуле (2.80) рассчитывается P_1.
3. Рассчитывается $H_{пр1}$ при $P = P_1$.
4. Для величины $H_{пр1}$ рассчитывается P_2.

Процедура ведется до заданной точности расчета глубины $H_{пр}$.

Очевидно, если учитывается вес газа, необходимо учитывать и потери давления газа в перепускном устройстве. Это значительно усложняет процедуру счета без существенного влияния на конечный результат.

На практике для быстрых оценочных расчетов без большой погрешности в конечных результатах можно принимать:

$$A_{к.г} = A_{т.г} \cong 0{,}2 \quad \text{Па/м}$$

2.8. ВЫЗОВ ПРИТОКА И ОСВОЕНИЕ С ПОМОЩЬЮ ПЕН

Пеной называется двухфазная система, состоящая из раствора поверхностно-активного вещества (ПАВ) и газа (воздуха). В нефтепромысловой практике для вызова притока и освоения скважины используются пены на основе водного раствора ПАВ (например, сульфанола) и воздуха (газа). Основной особенностью пены является возможность регулирования в широких пределах ее плотности.

Принципиально возможно получение пены по двум технологиям:

1. Приготовление пены на поверхности — затем ее закачивают в скважину (широко применяется в настоящее время).

2. Приготовление пены в скважине — закачивают в скважину раздельно растворы ПАВ и газ.

Для приготовления пены на поверхности используется специальное устройство, называемое аэратором, на вход которого подают растворы ПАВ и газ, а на выходе получают пену.

Введем некоторые характеристики, используемые при расчете процесса вызова притока и освоения.

Степенью аэрации «*a*» назовем отношение объемного расхода газа при стандартных условиях $V_{г\,ст}$ к объемному расходу жидкости (раствора ПАВ) $Q_ж$:

$$a = \frac{V_{г\,ст}}{Q_ж}. \tag{2.97}$$

Для реального газа:

$$V_{г\,ст} = \frac{V_г P T_{ст}}{P_0 T z}, \tag{2.98}$$

где $V_г$ — объемный расход газа при давлении P и температуре T;

z — коэффициент сверхсжимаемости реального газа;

$T_{ст}$ — стандартная температура, К (T = 293 К).

Объемное расходное газосодержание $\beta_г$ характеризуется отношением объемного расхода газа $V_г$ к объемному расходу смеси ($V_г + Q_ж$):

$$\beta_г = \frac{V_г}{V_г + Q_ж}. \tag{2.99}$$

Находя из (2.98) $V_г$, а из (2.97) — $V_{г\,ст}$, получим:

$$V_г = \frac{aQ_ж P_0 T z}{P T_{ст}}. \tag{2.100}$$

Подставив выражение (2.100) в зависимость (2.99), после необходимых преобразований получим:

$$\beta_г = \frac{1}{1 + \dfrac{P T_{ст}}{a P_0 T z}}. \tag{2.101}$$

Введем понятие истинного газосодержания $\varphi_г$ как отношение объема газа к объему жидкости. Взаимосвязь истинного газосодержания с объемным расходным запишем в виде:

$$\varphi_г = (1 \pm 0.05)\beta_г \qquad (2.102)$$

или с учетом (2.101):

$$\varphi_г = \frac{(1 \pm 0.05)}{1 + \dfrac{PT_{ст}}{aP_0Tz}}, \qquad (2.103)$$

где знак «+» используется при нисходящем потоке пены, а знак «–» — при восходящем потоке.

Плотность образующейся пены $\rho_п$ такова:

$$\rho_п = \rho_ж (1 - \varphi_г) + \rho_г \varphi_г \qquad (2.104)$$

где $\rho_ж$ — плотность жидкости (раствора ПАВ), кг/м^3;

$\rho_г$ — плотность газа, кг/м^3.

Плотность газа $\rho_г$ можно выразить через плотность газа при стандартных условиях $\rho_{г\,ст}$ следующим образом:

$$\rho_г = \rho_{г\,ст} \frac{PT_{ст}}{P_0Tz}. \qquad (2.105)$$

Подставив (2.105) в (2.104), получим:

$$\rho_п = \rho_ж (1 - \varphi_г) + \rho_{г\,ст} \frac{PT_{ст}}{P_0Tz} \cdot \varphi_г. \qquad (2.106)$$

Основным рассчитываемым параметром при закачке пены является давление закачки $P_з$. Для этого предварительно необходимо рассчитать:

— градиент потерь давления от веса гидростатического столба пены в трубах $\left(\dfrac{dP}{dH}\right)_{гс\,т}$ или кольцевом канале $\left(\dfrac{dP}{dH}\right)_{гс\,к}$ (Па/м)

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{гс\,т} = \left(\frac{dP}{dH}\right)_{гс\,к} = \rho_п g, \qquad (2.107)$$

— градиент потерь давления на трение в трубах $\left(\dfrac{dP}{dH}\right)_{гр\,т}$ и коль-

цевом канале $\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр к}}$ (Па/м)

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр т}} = \lambda_{\text{п}} \frac{\upsilon_{\text{т}}^2 \rho_{\text{п}}}{2 d_{\text{вн}}} \tag{2.108}$$

$$\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр к}} = \lambda_{\text{п}} \frac{\upsilon_{\text{к}}^2 \rho_{\text{г}}}{2\left(D_{\text{вн}} - d_{\text{н}}\right)}, \tag{2.109}$$

где $\lambda_{\text{п}}$ — коэффициент гидравлического сопротивления при движении пены, который при расчетах принимается равным:

$\lambda_{\text{п}} = 0{,}03$.

Скорость движения пены в трубах $\upsilon_{\text{т}}$ такова:

$$\upsilon_{\text{т}} = \frac{4Q_{\text{п}}}{\pi d_{\text{вн}}^2}, \tag{2.110}$$

а в кольцевом канале — $\upsilon_{\text{к}}$:

$$\upsilon_{\text{к}} = \frac{4Q_{\text{п}}}{\pi\left(D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{н}}^2\right)}, \tag{2.111}$$

где $Q_{\text{п}}$ — объемный расход пены, м^3/с.

Объемный расход пены $Q_{\text{п}}$:

$$Q_{\text{п}} = V_{\text{г}} + Q_{\text{ж}} = Q_{\text{ж}}\left(1 + \frac{aP_0Tz}{PT_{\text{ст}}}\right). \tag{2.112}$$

Давление при прямой закачке рассчитывается так:

$$P_{\text{з}} = P_{\text{у}} + 10^{-6}\left[\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс т}} - \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс к}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр к}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр т}}\right]H, \tag{2.113}$$

где $P_{\text{у}}$ — давление на устье скважины, МПа.

Давление при обратной закачке таково:

$$P_{\text{з}} = P_{\text{загр}} + 10^{-6}\left[\left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс к}} - \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{гс т}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр т}} + \left(\frac{dP}{dH}\right)_{\text{тр к}}\right]H, \tag{2.114}$$

где $P_{\text{загр}}$ — давление в затрубиом пространстве, МПа.

H — глубина спуска НКТ, м.

Современные системы разработки нефтяных месторождений реализуются при использовании различных методов поддержания пластового давления (ППД) заводнением. При этом нагнетательные скважины бурятся не только в водонасыщенной части залежи, но большое их количество бурится и в нефтенасыщенной части. Освоение таких скважин отличается от такового нагнетательных скважин, пробуренных в водонасыщенную часть.

2.9. ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ В НЕФТЕНАСЫЩЕННОЙ ЧАСТИ ЗАЛЕЖИ

Категория таких скважин достаточно разнообразна и определяется реализуемой системой размещения скважин на залежи (рядная или площадная) и принятой системой заводнения. При одной из систем внутриконтурного заводнения разбуривается ряд скважин под нагнетание воды. В течение определенного времени все скважины, пробуренные в нефтенасыщенную часть залежи, эксплуатируются в качестве добывающих с максимально возможным дебитом. Это необходимо для снижения пластового давления в окрестности таких скважин с целью снижения давления нагнетания воды, когда эти скважины переведут в разряд нагнетательных. После такого периода эксплуатации скважины внутриконтурного ряда осваиваются под нагнетание через одну; одна скважина ряда работает как нагнетательная, а соседняя — как добывающая с максимально возможным дебитом. Таким образом, внутриконтурный ряд представлен чередованием нагнетательных и добывающих скважин. Все добывающие скважины нагнетательного ряда работают до появления в них нагнетаемой в соседние нагнетательные скважины воды. При этом предполагается, что после освоения добывающих скважин этого ряда под нагнетание воды в нефтенасыщенной части залежи формируется линейный фронт нагнетаемой воды, перемещающийся в направлении рядов добывающих скважин и замещающий отбираемую из залежи нефть.

Все скважины, осваиваемые под нагнетание, условно можно разделить на 2 группы:

1. Легко- и быстроосваиваемые скважины.
2. Трудно- и долгоосваиваемые скважины.

К первой группе относятся скважины, вскрывшие хорошо проницаемые крепкосцементированные коллекторы большой толщины. При освоении промывкой с допустимым количеством взвешен-

ных частиц (КВЧ) в 3–5 мг/л такие скважины имеют достаточно высокие удельные коэффициенты приемистости и при разумных забойных давлениях характеризуются высокими устойчивыми расходами воды. Как правило, не требуют специальных методов повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны.

Ко второй группе относятся скважины, вскрывшие коллекторы пониженной проницаемости, часто малоустойчивые и небольшой толщины. Успешное освоение таких скважин возможно только при использовании методов искусственного повышения фильтрационных характеристик ПЗС. Даже при этом удельные коэффициенты приемистости невысоки, а со временем приемистость снижается. Закачка воды в такие скважины сопряжена с ее тщательной подготовкой и с особыми требованиями по содержанию взвешенных частиц.

Обычно освоение нагнетательных скважин ведется многими из вышеописанных способов, но жестко контролируемым параметром остается содержание КВЧ.

В заключение приведем несколько цифр. В соответствии с технологической схемой разработки Талинского месторождения предельное содержание КВЧ в закачиваемой воде должно составлять 40 мг/л, а нефти (или нефтепродуктов) — 60 мг/л. С 1986 по 1994 год в расчете на одну нагнетательную скважину нормативно накопленное количество закачанных в пласт механических примесей составляет 20–55 т. Фактически закачиваемая в скважины вода содержит до 150 мг/л механических примесей и такое же количество нефти (закачивается подтоварная вода). В этом случае суммарное количество закачанных за восемь лет мехпримесей и нефти достигает 150–300 т на скважину.

Приведенные цифры говорят не только о серьезной проблеме в эксплуатации нагнетательных скважин, но и в целом о проблеме поддержания пластового давления закачкой воды.

ГЛАВА 3
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ

В настоящее время известно много различных методов исследования скважин, но только гидродинамические исследования выполняются силами нефтедобывающих предприятий и являются неотъемлемой частью процессов регулирования выработки запасов углеводородов.

Под гидродинамическими исследованиями скважин и пластов будем понимать совокупность различных мероприятий, направленных на измерение определенных параметров (давление, температура, дебит, время и др.) в работающих или остановленных скважинах и их регистрацию. Зачастую при этом отбираются пробы продукции, направляемые в специальные исследовательские лаборатории.

Исследования проводятся специальными бригадами с использованием соответствующей техники и измерительных приборов.

К гидродинамическим исследованиям будем относить термодинамические и дебитометрические исследования скважин.

3.1. ЦЕЛИ ИССЛЕДОВАНИЙ

Цели гидродинамических, термодинамических и дебитометрических исследований скважин и пластов многочисленны, но к основным из них относятся:

1. Выделение продуктивных горизонтов с их качественной и количественной характеристиками.

2. Определение параметров призабойной зоны скважины и пласта, насыщенных флюидами:

— проницаемость системы;

— послойная и зональная неоднородность;

— глинистость, песчанистость и др.;

— насыщенность.

3. Определение по отбираемым пробам свойств насыщающих залежь флюидов:

— физические свойства (плотность, вязкость, коэффициент сжимаемости и др);

— химический состав флюидов (нефти, газа и воды);

— давление и температуру;
— давление насыщения;
— газонасыщенность и др.

4. Определение комплексных параметров, характеризующих систему «коллектор—флюид»:
— коэффициент проводимости (гидропроводности) kh/μ;
— коэффициент подвижности k/μ;
— коэффициент упругоемкости β^*

$$\beta^* = (m\beta_ж + \beta_п); \qquad (3.1)$$

— коэффициент пьезопроводности æ

$$æ = \frac{k}{\mu\beta^*}. \qquad (3.2)$$

5. Получение сведений о режиме дренирования:
— однофазная или многофазная фильтрация;
— наличие газовой шапки;
— расположение ВНК и ГНК.

6. Получение сведений о темпе падения пластового давления (или о его изменении).

7. Получение информации о термодинамических явлениях в призабойной зоне скважины и проявлении эффекта Джоуля—Томсона при течении продукции из пласта в скважину.

8. Контроль процесса выработки запасов углеводородов и прогноз этого процесса во времени.

9. Получение сведений о притоке (приемистости) скважины по толщине продуктивного горизонта (дебитометрические исследования).

10. Оценка необходимости применения искусственного воздействия на залежь в целом или на призабойную зону скважины.

11. Определение основных характеристик скважин:
— коэффициент продуктивности (приемистости);
— приведенный радиус скважины;
— максимально возможный и рациональный дебиты скважины;
— коэффициенты обобщенного уравнения притока.

12. Получение необходимой информации для выбора рационального способа эксплуатации скважин.

13. Получение необходимой информации об энергетическом состоянии разрабатываемой системы и его изменении во времени.

Можно было бы еще перечислять цели исследований, но уже из того, что отмечено, становится совершенно ясным значение гидродинамических исследований в процессе разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин.

Различают два метода гидродинамических исследований скважин:

1. Исследование на стационарных режимах работы.
2. Исследование на нестационарном режиме.

Эти методы пригодны для исследования любых скважин, независимо от их назначения и способа эксплуатации; изменяется только техника и технология проведения исследований.

Основным методом исследования пластов является метод гидропрослушивания, сущность которого заключается в прослеживании влияния изменения режима работы одной из скважин (возмущающей) на характер изменения давления в других скважинах (реагирующих). Изменение режима работы возмущающей скважины может быть достигнуто одним из следующих способов: остановка ее или пуск в работу с постоянным дебитом (если скважина простаивала); изменение забойного давления (дебита) скважины.

Метод гидропрослушивания базируется на изучении особенностей распространения возмущения в пласте от возмущающей скважины до реагирующих, зависящих не только от самого возмущения, но и от параметров пласта. Точность определения параметров пласта зависит от того, происходят ли какие-либо изменения режима работы скважин, соседних с реагирующими скважинами в процессе исследования, а также от используемой измерительной аппаратуры.

3.2. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН НА СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ

3.2.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Этот вид исследования называется исследованием на приток (приемистость) и проводится методом установившихся отборов. Установившийся отбор характеризуется стационарным режимом работы скважины, т.е. постоянством во времени забойного $P_{заб}$ и устьевого $P_{у}$ давлений и дебита скважины Q.

Сущность метода заключается в установлении режима работы скважины и ожидании его стационарности. После стабилизации во времени режима работы скважины инструментально измеряют $P_{заб}$,

$P_у$, дебит нефти $Q_н$, дебит воды $Q_в$, дебит газа $Q_г$, количество механических примесей и т.д. Все измеренные величины регистрируются. Затем режим работы скважины изменяется и ожидают нового стационарного режима работы системы.

Изменение режима работы зависит от способа эксплуатации: на фонтанной скважине изменяют диаметр штуцера на выкидном манифольде; на газлифтной скважине изменяют режим закачки рабочего агента — давление и (или) расход; на скважине, оборудованной установкой скважиннного штангового насоса, изменяют длину хода и (или) число качаний, т.е. для каждого способа эксплуатации имеется собственная возможность изменения режима.

Время перехода одного стационарного режима работы скважины на другой называется временем переходного процесса $t_{пер}$, оценка которого может быть произведена следующим образом:

$$t_{пер} \sim R^2 / æ, \qquad (3.3)$$

где R — размер фильтрационной области (радиус контура питания, половина расстояния между скважинами или нечто другое), м;

æ — коэффициент пьезопроводности, м^2/с.

Следовательно, процессы, обусловленные сменой режима работы скважины, связаны с гидродинамическим перераспределением давления, протекающим со скоростью, определяемой временем переходного процесса $t_{пер}$. Переходный процесс с одного режима на другой может быть связан и с выделением в призабойной зоне скважины свободного газа (при $P_{заб}<P_{нас}$), а также с реологическими свойствами нефти. Для рассмотренных явлений время переходного процесса существенно различно — от нескольких часов до нескольких месяцев.

Таким образом, время перераспределения давления вследствие гидродинамических причин изменяется, как показала практика, от нескольких часов до нескольких суток и зависит от размеров пласта, расстояния до контура питания, коэффициента пьезопроводности, степени изменения давления и др. Как показывает анализ происходящих в системе процессов, время перераспределения давления тем больше, чем больше размеры залежи, чем дальше находится область питания, а также при условии, что в залежи имеется свободный газ или продукция обладает вязкопластичными или вязкоупругими свойствами.

Обычно в реальных условиях стационарные режимы работы скважины могут существовать только теоретически. Фактически

наибольшее влияние на работу исследуемой скважины оказывают ближайшие скважины, поэтому не допускается изменение режима работы соседних скважии за несколько часов или суток до начала исследований выбранной скважины (хотя эти изменения могут происходить некоитролируемо).

Строго говоря, абсолютио установившиеся условия в реальиой практике трудно представить в силу того, что залежь эксплуатируется большнм количеством интерферирующих скважин, режимы работы которых также меняются по целому ряду причин. Поэтому при исследовании скважин на стационарных режимах фактически принимается гипотеза квазистационарности режимов работы.

Известно, что основные потери энергии при движении продукции к скважине имеют место в призабойной зоне. Поэтому при исследовании рассматриваемым методом мы получаем данные, касающиеся, в основном, призабойной зоны скважины (так как процесс перераспределения давления в удаленных областях может быть очень длительным).

Таким образом, при проведении этих исследоваиий могут быть определены характеристики только призабойной зоны скважины и процессов, протекающих в ней.

3.2.2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ИССЛЕДОВАНИЯ

Технология исследования заключается в измерении забойиого давления $P_{заб}$ в скважине и соответствующего этому давлению дебита Q, а также велнчин устьевого $P_{у}$ и затрубиого $P_{затр}$ давлений. При каждом режиме работы скважины в процессе исследования отбирается проба продукции с целью определения обводненности, содержания механических примесей и других характеристик.

Как правило, исследование проводится на 3–5 режимах; при этом для повышения точности один из режимов должен быть с минимально возможным или нулевым дебитом.

Точность исследования зависит не только от точности измерения давлений и дебита, но и от того, насколько стабилизировался режим работы скважины.

Технология проведения исследования определяется способом эксплуатации конкретной скважины, а измерение давлений осуществляется манометрами; при этом для измерения забойного давления применяются специальные глубинные манометры, спускаемые

на забой скважины на проволоке или на колонне насосно-компрессорных труб (лифтовые манометры). Для спуска глубинных приборов в скважину, эксплуатируемую фонтанным, газлифтным или насосным (когда в скважину насосное оборудование спущено на колонне НКТ) способом, используют специальное устройство на устье скважины, называемое лубрикатором (в этом случае спуск приборов осуществляется без остановки скважины).

Лубрикатор (рис. 3.1) представляет собой отрезок насосно-компрессорной трубы 6 соответствующей длины, устанавливаемый на фланце буферной задвижки 10, и включающий в себя ролик 1, зак-

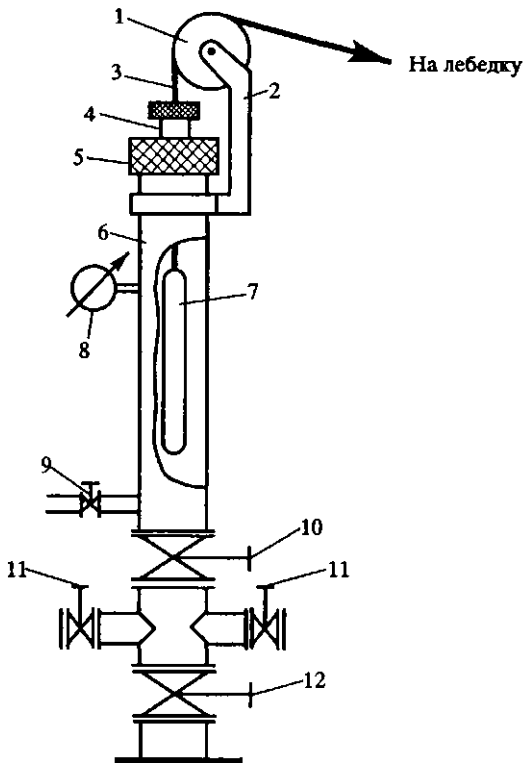


Рис. 3.1. Схема лубрикатора:

1 — ролик; 2 — кронштейн; 3 — проволока; 4 — сальниковый узел; 5 — сальниковая крышка; 6 — труба (собственно лубрикатор); 7 — глубинный прибор; 8 — манометр; 9 — сливной кран; 10 — буферная задвижка; 11 — задвижки выкидных манометров; 12 — центральная задвижка

репленный на кронштейне 2. Кронштейн крепится на трубе 6. В верхней части имеется сальниковый узел 4 и сальниковая крышка 5, наворачиваемая на трубу 6. Внутрь лубрикатора вводится глубинный прибор 7, спускаемый в скважину на проволоке 3. В нижней части лубрикатора имеется отвод со сливным краном 9. Давление внутри лубрикатора (устьевое давление $P_у$) фиксируется манометром 8. Перед установкой лубрикатора закрывается буферная задвижка 10, а продукция скважины эвакуируется в выкидные манифольды с задвижками 11. Центральная задвижка 12 открыта. После установки лубрикатора на фланце буферной задвижки и введения в него глубинного прибора заворачивается сальниковая крышка 5 с сальниковым узлом 4. Проволока 3 уплотняется в узле 4. Закрывается кран 9 и открывается задвижка 10. Манометр 8 регистрирует давление на устье скважины. После этого прибор спускают в колонну НКТ. В скважинах, эксплуатируемых насосным способом, спуск прибора осуществляют до выкида насоса, а в фонтанных и газлифтных — до забоя.

Измерение давления осуществляется глубинными манометрами, среди которых наибольшее распространение получили геликсные и поршневые манометры с автономной регистрацией измеряемого давления.

Принципиальные схемы этих манометров представлены на рис. 3.2.

Геликсный манометр (рис. 3.2 а). Измерительная часть его представлена сильфоном 1 и геликсной пустотелой многовитковой плоской пружиной 2, заполненных жидким маслом. Сильфон установлен в нижней изолированной части корпуса манометра 3. Эта часть через отверстие 4 сообщается со скважиной. Измеряемое давление действует на сильфон и передается геликсной пружине, последний заглушенный виток которой (считая от сильфона) поворачивается на определенный угол, пропорциональный давлению. На верхнем витке геликсной пружины закреплено специальное царапающее перо 5, которое также поворачивается на тот же самый угол, на который поворачивается и последний виток геликсной пружины.

Регистрирующая часть манометра состоит из каретки 6, которая посажена на ходовом винте 7, а тот соединен с часовым механизмом 8. Часовой механизм вращает ходовой винт, а тот сообщает каретке 6 поступательное движение. Перед спуском манометра в скважину заводится часовой механизм; каретка при этом находится в верхней части. Начиная с этого момента, каретка перемещает-

ся вниз на расстояние, пропорциональное времени с начала работы часового механизма. В нижней части манометра в специальном кармане устанавливают максимальный термометр 9. Внутри корпуса манометра давление равно атмосферному.

Регистрация давления осуществляется на специальном бланке в координатах «давление P — время t», который закрепляется на внутренней стороне каретки.

Бланк замера забойного давления при исследовании скважины методом пробных откачек представлен на рис. 3.3.

Линия 0–0 соответствует атмосферному давлению, замеренному перед спуском манометра в скважину.

Поршневой манометр (рис. 3.2 б). Измерительная часть его представлена поршнем 1, один конец которого соединен с растягиваю-

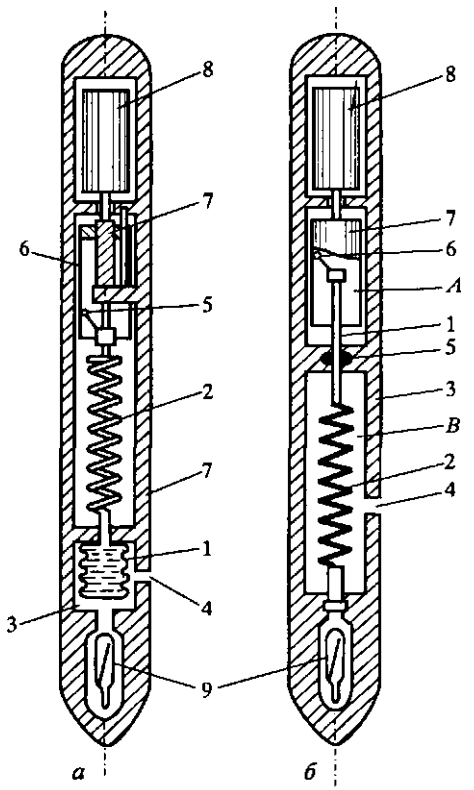


Рис. 3.2. Принципиальная схема геликсного (а) и поршневого (б) манометров

щей пружиной 2, закрепленной в нижней камере В корпуса манометра 3. В камере В имеется отверстие 4, сообщающее эту камеру со скважиной. Поршень уплотнен в корпусе манометра сальником 5, который и делит корпус на две камеры: нижнюю В и верхнюю А. В верхней камере давление равно атмосферному. На верхнем конце поршня 1 закреплено специальное перо 6.

Регистрирующая часть состоит из каретки 7, которая соединена с часовым механизмом 8. При работе часового механизма каретка поворачивается. На внутренней поверхности каретки закрепляется специальный бланк. Давление в нижней камере В воздействует на нижний торец поршня, вследствие чего поршень движется вверх, а перо при этом прочерчивает на бланке вертикальную линию, равную перемещению штока и пропорциональную давлению в нижней камере.

Не останавливаясь на преимуществах и недостатках каждого из манометров, отметим, что они должны иметь небольшой диаметр. Для специальных исследований, например, через затрубное пространство применяются малогабаритные манометры, диаметр которых не превышает 22 мм.

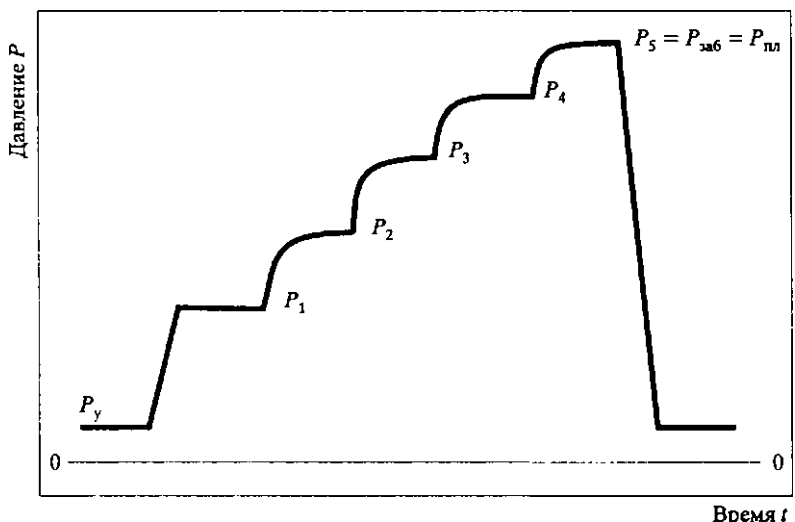


Рис. 3.3. Бланк регистрации забойного давления геликсным манометром при исследовании скважины методом пробных откачек. Исследование проведено на пяти режимах

Кроме глубинных манометров, при исследовании скважин применяются глубинные термографы, глубинные расходомеры, а также глубинные комбинированные приборы типа аппарата «Поток».

Современные механизированные установки для добычи нефти содержат в погружном агрегате встроенную постоянно действующую измерительную систему, передающую информацию на поверхность. При этом фиксируемые параметры измеряются на глубине спуска погружного агрегата, а не на забое.

Следует отметить, что при невозможности измерения забойных давлений, можно проводить исследование скважины, замеряя затрубное давление и динамический уровень. Замер динамического уровня производится методом создания упругого импульса в затрубном пространстве скважины. При необходимости эти измеренные величины могут быть пересчитаны в забойные давления.

3.2.3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

После расшифровки бланка глубинного манометра все результаты исследования сводят в нижеследующую таблицу.

Таблица 3.1

Результаты исследования скважины методом установившихся отборов

Режим	$P_у$, МПа	$P_{затр}$, МПа	$P_{заб}$, МПа	$Q_ж$, м³/сут	$Q_н$, м³/сут	Обводненность B, %	Газонасыщенность G_0, м³/м³
I	$P_{у1}$	$P_{затр1}$	$P_{заб1}$	$Q_{ж1}$	$Q_{н1}$	B_1	G_{01}
II	$P_{у2}$	$P_{затр2}$	$P_{заб2}$	$Q_{ж2}$	$Q_{н2}$	B_2	G_{02}
III	$P_{у3}$	$P_{затр3}$	$P_{заб3}$	$Q_{ж3}$	$Q_{н3}$	B_3	G_{03}
IV	$P_{у4}$	$P_{затр4}$	$P_{заб4}$	$Q_{ж4}$	$Q_{н4}$	B_4	G_{04}
V	$P_{у5}$	$P_{затр5}$	$P_{заб5}$	$Q_{ж5}$	$Q_{н5}$	B_5	G_{05}

При необходимости (или желании) данная таблица может быть дополнена другими параметрами.

Основной целью исследования на установившихся отборах является построение индикаторной диаграммы (индикаторной линии) скважины. Индикаторной диаграммой скважины называется графическая зависимость установившегося дебита от депрессии (забойного давления), т.е. $Q = f(\Delta P)$, $Q = f(P_{заб})$.

На рис. 3.4 представлены типичные индикаторные диаграммы. Как видно из рис. 3.4, индикаторные диаграммы могут быть прямолинейными (1 — рис. 3.4 а), выпуклыми (2) и вогнутыми (3) к оси дебитов. Форма индикаторной линии зависит от режима дренирования пласта, режима фильтрации, от природы фильтрующихся флюидов, от переходных неустановившихся процессов в пласте, от фильтрационных сопротивлений, от строения области дренирования (однородный, неоднородный, слоисто-неоднородный пласт) и др.

Прямолинейная индикаторная диаграмма до точки А (1 — рис. 3.4 а) может быть получена в том случае, когда режим дренирования есть режим вытеснения при фильтрации однофазной жидкости по закону Дарси, т.е. в этом случае справедливо уравнение Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \frac{R_к}{r_с}} \cdot \Delta P, \qquad (3.4)$$

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}. \qquad (3.5)$$

По мере возрастания депрессии прямая может начать искривляться (после точки А), что связано с нарушением закона Дарси вследствие роста скорости фильтрации и влияния на процесс сил инерции. Искривление может быть связано и с неустановившимся процессом фильтрации (переходным процессом) в связи с появлением свободного газа.

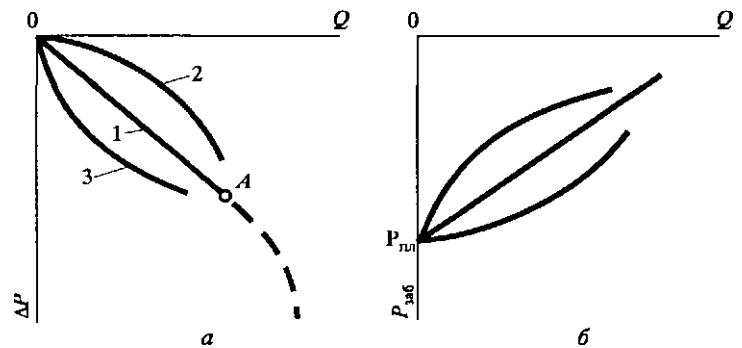


Рис. 3.4. Типичные индикаторные диаграммы скважин: а — в координатах $Q = f(\Delta P)$; б — в координатах $Q = f(P_{заб})$

Индикаторные диаграммы, выпуклые по отношению к оси дебитов (2 — рис. 3.4 а), характерны, как правило, для режимов истощения, а причины именно такой формы могут быть различными.

Индикаторные диаграммы, вогнутые по отношению к оси дебитов (3 — рис. 3.4 а), могут быть получены в следующих случаях:

— увеличение притока при повышении ΔP за счет подключения ранее неработавших пропластков, трещин и т.п.;

— самоочистка призабойной зоны при увеличении депрессии и снижение фильтрационных сопротивлений, либо формирование новых трещин;

— некачественные результаты исследования (метод установившихся отборов при фактически неустановившемся режиме фильтрации). В этом случае необходимо повторить исследование.

Все индикаторные линии, приведенные на рис. 3.4 а, могут быть описаны уравнением следующего вида:

$$Q = \kappa \left(P_{пл} - P_{заб}\right)^n = \kappa \Delta P^n , \qquad (3.6)$$

где κ — коэффициент пропорциональности, имеющий размерность м^3/(сут МПа), если дебит измеряется в м^3/ сут, а давление — в МПа,

n — показатель степени, характеризующий тип и режим фильтрации.

Уравнение (3.6) называется обобщенным уравнением притока флюида в скважину. Для индикаторных диаграмм на рис. 3.4 а: линейной 1 — показатель степени $n = 1$; выпуклой к оси дебитов 2 — показатель степени $n < 1$; вогнутой к оси дебитов 3 — показатель степени $n > 1$.

При $n = 1$ выражение (3.6) запишем в виде:

$$Q = K_{пр}\left(P_{пл} - P_{заб}\right), \qquad (3.7)$$

где $K_{пр}$ – коэффициент продуктивности скважины, м^3/(сут МПа), м^3/(с Па), т/(сут МПа).

Для прямолинейной индикаторной линии коэффициент продуктивности является важным технологическим параметром скважины. Коэффициент продуктивности постоянен в определенный промежуток времени, пока соблюдается закон Дарси. Обозначим в уравнении Дюпюи (1.8) через $K_{т.пр}$:

$$K_{т.пр} = \frac{2\pi kh}{\mu \ln \dfrac{R_к}{r_с}} \qquad (3.8)$$

и назовем этот параметр теоретическим коэффициентом продуктивности скважины, который имеет размерность м³/(с Па). Тогда уравнение Дюпюи перепишется в виде:

$$Q = K_{\text{т.пр}}\left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}\right). \tag{3.9}$$

Таким образом, из сравнения (3.7) и (3.9) вытекает, что коэффициент продуктивности данной скважины $K_{\text{пр}}$ может изменяться во времени при изменении k, h, μ и $R_{\text{к}}$.

Если исследование проводится с измерением уровня жидкости в затрубном пространстве, то выражение (3.7) можно записать так:

$$Q = K'_{\text{пр}}\left(H_{\text{дин}} - H_{\text{ст}}\right), \tag{3.10}$$

где $K'_{\text{пр}}$ — коэффициент продуктивности скважины, измеряемый на 1 м снижения уровня, м³/(сут м), т/(сут м), м³/(с м);

$H_{\text{дин}}$ — динамический уровень, м;

$H_{\text{ст}}$ — статический уровень, м.

Сравнение фильтрационных характеристик призабойных зон различных скважин проводят с использованием так называемого удельного коэффициента продуктивности $K_{\text{уд}}$, вычисляемого как коэффициент продуктивности $K_{\text{пр}}$ ($K_{\text{т.пр}}$), отнесенный к толщине пласта h

$$K_{\text{уд}} = \frac{K_{\text{пр}}}{h} = \frac{Q}{\left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}\right)\cdot h}, \tag{3.11}$$

при этом размерность $K_{\text{уд}}$ следующая: м³/(сут МПа м), м³/(с Па м), т/(сут МПа м).

Таким образом, коэффициент продуктивности является интегральной характеристикой, учитывающей не только свойства флюидов и пористой среды, но и самой скважины и области питания.

Введем понятие потенциального дебита скважины $Q_{\text{пот}}$, под которым будем понимать максимально возможный дебит при минимально-возможном забойном давлении $P_{\text{заб мин}}$ (при максимально возможной депрессии).

При этом максимально возможная депрессия $\Delta P'_{\text{макс}}$ меньше максимальной депрессии $\Delta P_{\text{макс}}$:

$$\Delta P'_{\text{макс}} < \Delta P_{\text{макс}}, \tag{3.12}$$

$$\Delta P'_{\text{макс}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб мин}}, \tag{3.13}$$

$$\Delta P_{\text{макс}} = P_{\text{пл}} - P_{\text{о}}, \tag{3.14}$$

где $P_{\text{о}}$ — атмосферное давление.

Нелинейные индикаторные линии могут быть интерпретированы с использованием двухчленного уравнения фильтрации, записанного в следующем виде (с учетом сил инерции):

$$\frac{\Delta P}{\Delta l} = \frac{\mu}{k}\upsilon + \beta\upsilon^2, \tag{3.15}$$

где $\Delta P/\Delta l$ – перепад давлений на единицу длины (градиент давления), Па/м;

υ — скорость фильтрации, м/с;

β — комплексный коэффициент, характеризующий пористую среду и флюид.

Если выразить скорость фильтрации через объемный расход Q и площадь фильтрации F

$$\upsilon = \frac{Q}{F} \tag{3.16}$$

и подставить (3.16) в (3.15), получим:

$$\Delta P = \frac{\mu\Delta l}{kF}Q + \frac{\beta\Delta l}{F^2}Q^2. \tag{3.17}$$

Обозначим:

$$A = \frac{\mu}{k}\frac{\Delta l}{F}, \tag{3.18}$$

$$B = \frac{\beta\Delta l}{F^2}. \tag{3.19}$$

Тогда выражение (3.17) запишем в виде:

$$\Delta P = AQ + BQ^2, \tag{3.20}$$

где A, B — постоянные коэффициенты в определенный промежуток времени для каждой скважины.

Нелинейное уравнение (3.20) может быть линеаризовано делением его на Q:

$$\frac{\Delta P}{Q} = A + BQ. \tag{3.21}$$

Таким образом, в координатах «$\frac{\Delta P}{Q}$ — Q» уравнение (3.21) является уравнением прямой, что видно из рис. 3.5: A — отрезок, отсекаемый на оси $\frac{\Delta P}{Q}$, а B — угловой коэффициент.

3.2.4. РАСЧЕТ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЗС

Фильтрационные характеристики, определенные по керну, не дают полного представления об их распределении ни по площади, ни, в значительном количестве случаев, по толщине. Фильтрационные характеристики, вычисляемые по результатам исследования скважин на стационарных режимах, дают интегральные величины для призабойной зоны скважины, т.е. для определенной, иногда значительной, области продуктивного пласта.

Допустим, что в результате исследований получена индикаторная диаграмма, представленная на рис. 3.6. Как видно из этого рисунка, индикаторная диаграмма прямолинейна.

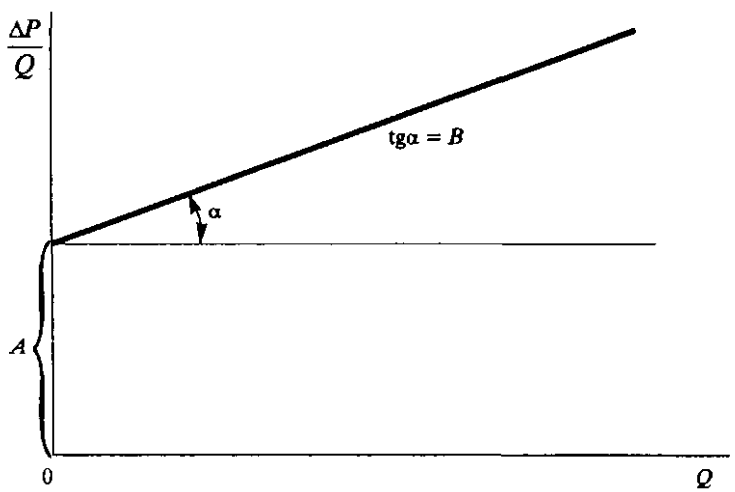


Рис. 3.5. Графическое представление уравнения (3.21)

В соответствии с уравнением (3.7) запишем:

$$K_{\text{пр}} = \frac{Q}{(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})} = \frac{Q}{\Delta P}. \qquad (3.22)$$

Из рис. 3.6 имеем:

$$tg\alpha = \frac{Q_1}{\Delta P_1}. \qquad (3.23)$$

Дебит исследованной несовершенной скважины можно рассчитать по зависимости

$$Q = \frac{2\pi kh}{в_{\text{н}}\mu\left(\ln\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C\right)} \cdot \Delta P, \qquad (3.24)$$

где $в_{\text{н}}$ — объемный коэффициент нефти.

Из сравнения (3.22) и (3.23) имеем:

$$K_{\text{пр}} = tg\alpha. \qquad (3.25)$$

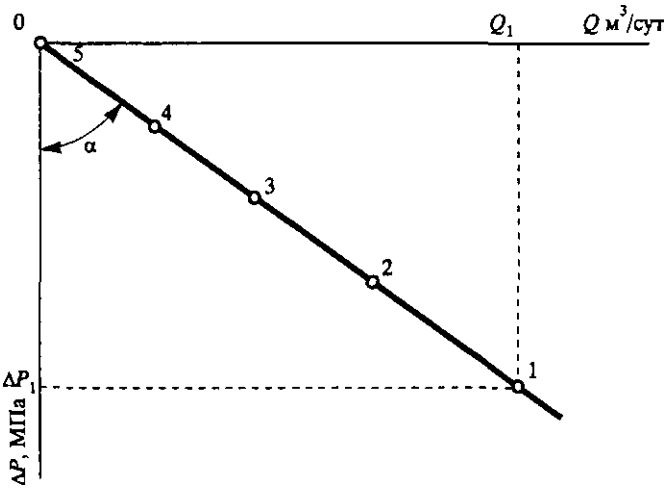


Рис. 3.6. Линейная индикаторная диаграмма скважины

Находя из (3.24) коэффициент продуктивности и приравнивая его к выражению (3.25), получаем:

$$\operatorname{tg}\alpha = \frac{2\pi kh}{в_{\text{н}}\mu\left(\ln\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C\right)}. \qquad (3.26)$$

Из выражения (3.26) рассчитываем:

— коэффициент гидропроводности $\frac{kh}{\mu}$;

— коэффициент подвижности k/μ;

— коэффициент проницаемости системы k.

Рассчитав коэффициент упругоемкости системы

$$\beta^* = m\beta_{\text{ж}} + \beta_{\text{п}},$$

рассчитываем:

— коэффициент пьезопроводности æ

$$æ = \frac{k}{\mu\beta^*}.$$

Если индикаторная диаграмма нелинейная, но линеаризована по уравнению (3.21), то в соответствии с рис. 3.5 при $Q = 0$

$$\frac{\Delta P}{Q} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{Q} = A. \qquad (3.27)$$

Сравнивая (3.27) с (3.22), получаем

$$K_{\text{пр}} = \frac{1}{A} \qquad (3.28)$$

или с учетом (3.25) и (3.26) имеем:

$$A = \frac{в_{\text{н}}\mu\left(\ln\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}} + C\right)}{2\pi kh}. \qquad (3.29)$$

Так как численное значение A по результатам исследования известно, вычисляют по (3.29) все интересующие нас характеристики аналогично вышеизложенному.

Приведенные расчеты справедливы при определенных ограничениях, в частности, при забойных давлениях $P_{\text{заб}}$, превышающих (или равных) давление насыщения $P_{\text{нас}}$.

Искривление индикаторной линии скважины возможно и при двухфазной фильтрации (нефть + газ). Расчет процесса установившегося движения такой смеси проводится с использованием функций С.А. Христиановича и рассматривается в курсе подземной гидрогазомеханики.

Основным условием двухфазной фильтрации является снижение забойного давления ниже давления насыщения. В этом случае радиус зоны двухфазной фильтрации $R_{дф}$, принимая логарифмическое распределение давления в пласте, может быть рассчитан из условия, что давление на этой границе P равно давлению насыщения $P_{нас}$:

$$P = P_{нас} = P_{заб} + \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{\ln \frac{R_к}{r_с}} \cdot \ln \frac{R_{дф}}{r_с},$$

откуда находим радиус зоны двухфазной фильтрации $R_{дф}$:

$$R_{дф} = r_с \left(\frac{R_к}{r_с} \right)^{\frac{P_{нас} - P_{заб}}{P_{пл} - P_{заб}}}. \qquad (3.30)$$

3.3. СЛОЖНЫЕ ИНДИКАТОРНЫЕ ДИАГРАММЫ

На вид индикаторных диаграмм скважин влияет огромное количество факторов и не только тех, о которых уже говорилось. Так как индикаторная диаграмма является отражением не только геологического строения исследуемой зоны или процесса течения флюида, но и значительного количества различной природы явлений, протекающих в системе (которые мы пока не умеем учитывать известными аналитическими зависимостями), то формы индикаторных диаграмм могут отличаться от типичных, рассмотренных выше.

К сложным индикаторным линиям относятся *S*-образные, *S*-образные перевернутые и серповидные, приведенные соответственно на рис. 3.7 а, б, и в. *S*-образные и *S*-образные перевернутые индикаторные диаграммы имеют точку перегиба *A*.

На практике до последнего времени такие индикаторные диаграммы аппроксимировали прямой линией и вычисляли коэффициент продуктивности, использование которого при проектировании

режимов работы скважины давало точный результат только в точке A. На всех других режимах проектные и фактические режимы расходились, иногда существенно.

Рассматриваемые индикаторные диаграммы отражают сложные процессы поведения системы, определяемые не только особенностями фильтрации флюида, но в значительной степени и поведением самого коллектора с соответствующими обратимыми или необратимыми изменениями.

Рассмотрим схематично влияние депрессии на поведение терригенного коллектора (рис. 3.8 а), представляющего собой зерна породы 1, скрепленные между собой цементирующим веществом 2,

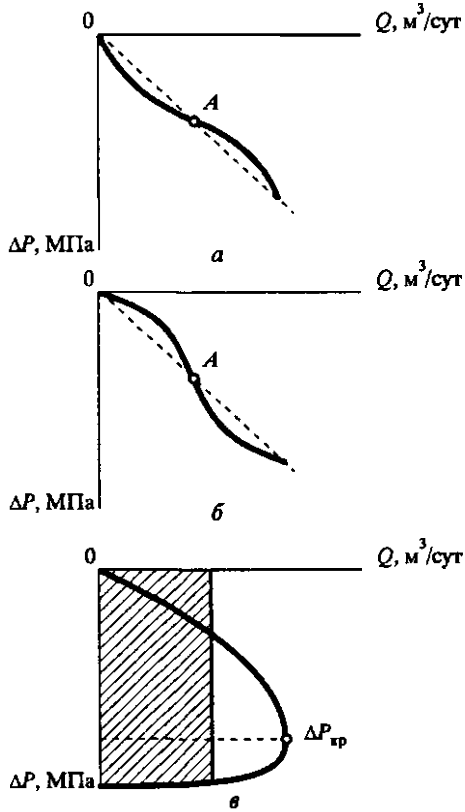


Рис. 3.7. Сложные индикаторные диаграммы скважин:
а — S-образная; б — S-образная перевернутая; в — серповидная

как правило, глинистого состава. Напряжения, действующие на выделенный элемент (рис. 3.8 б), складываются из горного давления (вертикального) $P_{горн}$ и внутрипорового давления (пластового) $P_{пл}$. Разность указанных напряжений называется эффективным напряжением $P_{эф}$

$$P_{эф} = P_{горн} - P_{пл}. \quad (3.31)$$

Горное давление $P_{горн}$ рассчитывают по уравнению гидростатики

$$P_{горн} = \rho_{п} g H, \quad (3.32)$$

где $\rho_{п}$ — плотность вышележащих пород, кг/м^3 (для осадочных горных пород принимают $\rho_{п} = 2600$ кг/м^3);

H — глубина (по вертикали) коллектора, м.

Пластовое давление $P_{пл}$ рассчитывают по этому же уравнению, принимая плотность, равную плотности пресной воды ($\rho_{в} = 1000$ кг/м^3). Так, для коллектора, находящегося на глубине $H = 2000$ м, горное давление равно $P_{горн} \approx 52$ МПа, а пластовое давление — $P_{пл} \approx 20$ МПа; эффективное напряжение равно $P_{эф} = 52 - 20 = 32$ МПа.

Для начала разработки месторождения необходимо создать определенную депрессию

$$\Delta P = P_{пл} - P_{заб}, \quad (3.33)$$

где $P_{заб}$ — забойное давление в добывающей скважине, МПа.

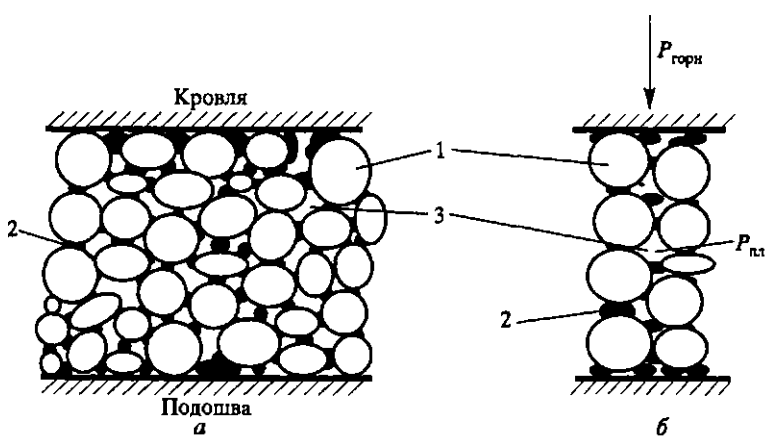


Рис. 3.8. Схематическое представление терригенного коллектора:

1 —зерна породы; 2 — цементирующее вещество; 3 —внутреннее пространство, заполненное флюидом

В рассматриваемом примере примем забойное давление $P_{заб} = 10$ МПа. Тогда эффективное напряжение на стенке добывающей скважины станет равным:

$$P_{эф} = P_{горп} - P_{заб} = 52 - 10 = 42 \text{ МПа}.$$

Увеличение эффективного напряженя, действующего на зерна породы, приводит к увеличению их объема (справедливым остается закон Гука) с соответствующими последствиями. Мы рассмотрим здесь только одно последствие — рост контактного напряжения между зернами (рост напряжения в цементирующем веществе), что при определенной его величине приведет к разрушению цементирующего вещества (частично или полностью). При разрушении цементирующего вещества оно попадает в поровое пространство и вовлекается в процесс фильтрации.

Следствием этого является процесс облитерации, приводящий к закупорке поровых каналов разрушившимся цементирующим веществом и к снижению проницаемости системы. Совершенно очевидно, что при определенных депрессиях разрушения цементирующего вещества не происходит, т.к. его прочность достаточна, чтобы противостоять возросшему объему зерен скелета породы. Разрушение цементирующего вещества начинается при определенной депрессии; при этом количество разрушающегося цементирующего вещества возрастает с ростом депрессии, а дебит резко снижается после достижения критической депрессии $\Delta P_{кр}$ (см. рис. 3.7 б). При депрессиях, выше критической, процесс облитерации становится определяющим, резко снижая фильтрационную способность системы, а следовательно и дебит скважины, что видно из индикаторной диаграммы после точки $\Delta P_{кр}$ (рис. 3.7 б).

При полном разрушении цементирующего вещества консолидированный терригенный коллектор становится рыхлым с возможной последующей перестройкой структуры порового пространства и изменением его толщины.

Таким образом, одной из причин серповидности индикаторной диаграммы скважины является облитерация, например, разрушающимся цементирующим веществом или мелкими частицами зерен терригенной породы. Подчеркиваем, что это — только одна из возможных причин. Существуют и другие причины, связанные, например, с двухфазностью течения и относительными фазовыми проницаемостями. Аналогичные индикаторные диаграммы могут

быть получены при фильтрации газированной жидкости, фильтрации смеси «нефть—вода» и др.

3.4. ИССЛЕДОВАНИЕ НА НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ

Изучение нестационарного режима работы скважины после остановки ее (или после пуска) дает информацию о среднеинтегральных характеристиках зоны реагирования.

Всякое изменение режима работы скважины сопровождается перераспределением давления вокруг нее и зависит от пьезопроводности зоны реагирования. Исследование заключается в получении зависимости изменения забойного давления $P_{заб}$ в скважине в функции времени t $P_{заб} = f(t)$ после изменения режима ее работы (пуска или остановки).

3.4.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ

В основе исследования лежит уравнение пьезопроводности:

$$\nabla^2 P = \frac{1}{æ}\frac{dP}{d\tau}, \tag{3.34}$$

где æ — коэффициент пьезопроводности, м²/с;

τ – время, с.

Для одиночной скважины, расположенной в однородном неограниченном по размерам пласте, насыщенном однородной жидкостью, изменение давления вокруг нее в функции времени τ и расстояния r может быть записано в виде:

$$\frac{d^2P}{dr^2} + \frac{1}{r}\frac{dP}{dr} = \frac{1}{æ}\frac{dP}{d\tau} + \beta^* r \rho_ж \frac{d^2P}{d\tau^2}, \tag{3.35}$$

где $\rho_ж$ — плотность пластовой жидкости, кг/м³;

β^* — коэффициент упругоемкости, м²/Н, рассчитываемый по уравнению (3.1).

Второе слагаемое в правой части (3.35) представляет собой инерционный член.

Пренебрегая инерционным членом в (3.35), получим уравнение Фурье:

$$\frac{d^2P}{dr^2} + \frac{1}{r}\frac{dP}{dr} = \frac{1}{æ}\frac{dP}{d\tau}. \tag{3.36}$$

Графически изменение давления и дебита скважины до остановки ее в момент времени τ_0 представлено на рис. 3.9; $P(T)$ — изменение давления в период времени T работы скважины с постоянным дебитом Q. Начиная с момента τ_0, за период времени t (время остановки скважины) на забое скважины забойное давление $P_{заб}(t)$ восстанавливается, что видно из фиксируемой кривой восстановления забойного давления (КВД).

Запишем следующие соотношения (см. рис. 3.9):

$$\Delta P_1(t) = -P(T) + P_{заб}(t), \tag{3.37}$$

$$\Delta P_2(t) = P_{пл} - P_{заб}(t), \tag{3.38}$$

где $P(T)$ — давление, с которым бы работала скважина в период времени t (время остановки), если бы не была остановлена на исследование (на рис. 3.9 показано штриховой линией);

$P_{пл}$ — пластовое давление;

$P_{заб}(t)$ — изменение забойного давления после остановки скважины на исследование.

В результате решения уравнения (3.36) получаем:

$$P_{пл} - P_{заб}(t) = \Delta P_2(t) = \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh}\left\{E_i\left(-\frac{r^2}{4æt}\right) - E_i\left[-\frac{r^2}{4æ(T+t)}\right]\right\}, \tag{3.39}$$

где Q — постоянный дебит, с которым работала скважина в течение времени Т до остановки;

β — объемный коэффициент пластовой жидкости (нефти);

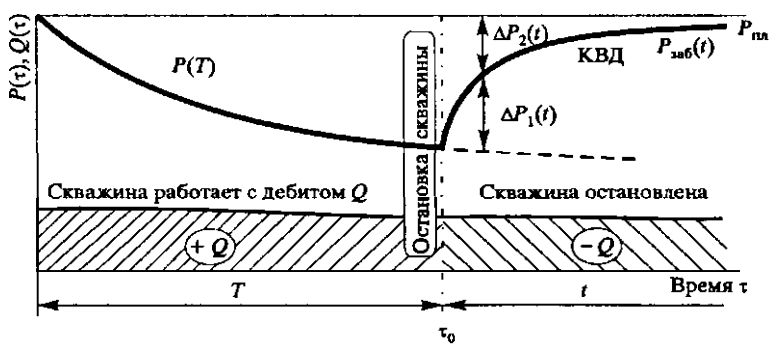


Рис. 3.9. К исследованию скважины при нестационарном режиме работы

E_i — обозначение экспоненциальной интегральной функции, обычно табулируемой.

Так как $T>>t$, второй член выражения (3.39) можно принять постоянным и равным:

$$-E_i\left[-\frac{r^2}{4æ(T+t)}\right]\approx -E_i\left(-\frac{r^2}{4æT}\right). \qquad (3.40)$$

Перепад давлений в период времени $\tau = T$ составляет:

$$\Delta P_2(\tau\to T)=P_{ил}-P(T)=-\frac{Q\mu в}{4\pi kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4æT}\right). \qquad (3.41)$$

Вычитая выражение (3.41) из (3.39) с учетом (3.40), имеем:

$$P_{ил}-P_{заб}(t)-P_{ил}+P(T)=$$

$$=\frac{Q\mu в}{4\pi kh}\left[E_i\left(-\frac{r^2}{4æt}\right)-E_i\left(\frac{r^2}{4æT}\right)\right]+\frac{Q\mu в}{4\pi kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4æT}\right) \qquad (3.42)$$

или:

$$P(T)-P_{заб}(t)=\frac{Q\mu в}{4\pi kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4æt}\right). \qquad (3.43)$$

Умножим полученное выражение (3.43) на минус единицу (−1), в результате получим:

$$\Delta P_1(t)=P_{заб}(t)-P(T)=-\frac{Q\mu в}{4\pi kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4æt}\right)$$

или:

$$\Delta P(t,r)=-\frac{Q\mu в}{4\pi kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4æt}\right). \qquad (3.44)$$

Данное выражение и есть решение уравнения (3.36). Оно предполагает, что скважина закрыта на забое и ее дебит в момент времени τ_0 (остановка) мгновенно становится равным нулю. Так как замер изменения давления во времени производится на стенке скважины, то примем:

$$r = r_c = r_{пр},$$

где r_c, $r_{пр}$ — соответственно физический и приведенный радиус скважины.

С учетом этого выражение (3.44) перепишем в виде:

$$\Delta P(t) = -\frac{Q\mu в}{4\pi kh} E_i\left(-\frac{r_{пр}^2}{4æt}\right). \qquad (3.45)$$

Выражение (3.45) является достаточно сложным для практического использования в связи с необходимостью иметь табулированные значения экспоненциальной интегральной функции. Упростить выражение (3.45) можно разложением экспоненциальной интегральной функции $E_i\left(-\frac{r_{пр}^2}{4æt}\right)$ в ряд Тэйлора и ограничением числа членов разложения. Раскладывая данную функцию в ряд Тэйлора, получим:

$$-E_i\left(-\frac{r_{пр}^2}{4æt}\right) = -C_э + \ln\frac{1}{\left(\frac{r_{пр}^2}{4æt}\right)} + \sum_{n=1}^{\infty}\frac{(-1)^{n+1}}{n!n}\left(\frac{r_{пр}^2}{4æt}\right)^n, \qquad (3.46)$$

где $C_э$ — коэффициент Эйлера, равный 0,5772.

Анализ показывает, что сумма третьего и последующих членов ряда мала, поэтому можно учитывать только два первых. С учетом этого выражение (3.45) перепишем так:

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu в}{4\pi kh}\left(\ln\frac{4æt}{r_{пр}^2} - 0.5772\right) \text{ или}$$

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu в}{4\pi kh}\left(\ln\frac{4æt}{r_{пр}^2} - \ln 1.78\right) = \frac{Q\mu в}{4\pi kh}\ln\frac{4æt}{1.78r_{пр}^2}.$$

После соответствующего сокращения получим окончательно:

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu в}{4\pi kh}\ln\frac{2.25æt}{r_{пр}^2}. \qquad (3.47)$$

Данное решение было получено М. Маскетом и лежит в основе обработки кривых восстановления (падения) давления, получаемых в результате исследования скважин при работе на нестационарном режиме. Еще раз напомним, что данное решение справедливо для

случая закрытия скважины на забое, когда дебит мгновенно становится равным нулю. Такого случая на практике встретить невозможно.

3.4.2. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И ОБРАБОТКИ КВД

Перед исследованием скважины (при работе ее на стационарном режиме) замеряется дебит скважины. В работающую скважину спускают на забой глубинный манометр. После контроля стационарности режима работы скважину закрывают на устье. Манометр, находящийся на забое и зафиксировавший забойное давление при стационарном режиме работы, после остановки скважины регистрирует так называемую кривую восстановления забойного давления (КВД).

Восстановление давления в скважине контролируется по манометрам на устье скважины и на затрубном пространстве соответственно $P_{у}$ и $P_{затр}$. Стабилизация указанных параметров, наступающая через определенное время, свидетельствует о практически восстановленном забойном давлении до пластового и на этом исследование заканчивается. Глубинный манометр извлекается из скважины и на основании бланка регистрации забойного давления строится зависимость восстановления забойного давления в функции времени $P_{заб} = f(t)$ — КВД, которая представлена на рис. 3.10.

Логарифмическую зависимость (3.47) можно линеаризовать, записав ее в следующем виде:

$$\Delta P(t) = \frac{Q\mu в}{4\pi kh} \ln \frac{2.25æ}{r_{пр}^2} + \frac{Q\mu в}{4\pi kh} \ln t \,. \qquad (3.48)$$

Таким образом, зависимость (3.47) в координатах «$\Delta P(t)$—$\ln t$» является уравнением прямой (3.48), а кривая восстановления забойного давления (рис. 3.10) принимает следующий вид (рис. 3.11).

Как видно из рис. 3.11, только часть КВД является линейной. Почему на фактической КВД появилась нелинейная часть, противоречащая зависимости (3.48)? Этот участок КВД появляется в том случае, когда остановка скважины производится не на забое (что технически трудно реализуемо), а на устье, и связан он с продолжающимся притоком флюида из пласта в скважину после ее останов-

ки. Так как нефть содержит растворенный газ, то этот газ при давлении, меньшем давления насыщения, выделяется в скважине и формирует газожидкостную смесь. Газожидкостная смесь, являясь средой сжимаемой, с ростом забойного давления после остановки скважины сжимается, вследствие чего возможен приток продукции из пласта в скважину. Таким образом, начальный участок КВД (иногда значительный по времени) не может быть использован для интерпретации результатов.

Рассматривая совместно зависимость (3.48) и рис. 3.11, устанавливаем:

1. Экстраполяция линейной части КВД до пересечения с осью $\Delta P(t)$ дает численную величину отрезка A

$$A = \frac{Q\mu в}{4\pi kh} \ln \frac{2.25æ}{r_{пр}^2}. \qquad (3.49)$$

2. Угол наклона α прямолинейного участка КВД характеризует угловой коэффициент

$$tg\alpha = B = \frac{Q\mu в}{4\pi kh}. \qquad (3.50)$$

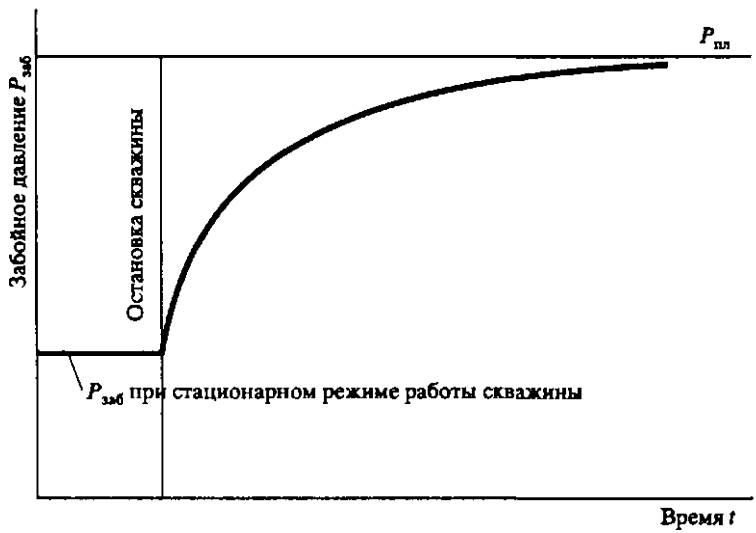


Рис. 3.10. Кривая восстановления забойного давления

3.4.3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ КВД БЕЗ УЧЕТА ПРИТОКА

Основными параметрами, численно определяемыми после обработки КВД без учета притока, являются А-зависимость (3.49) и В-зависимость (3.50).

Так как дебит скважины до остановки Q известен, известен также объемный коэффициент продукции (нефти) $в$ (по результатам отбора пробы в период работы скважины на стационарном режиме), по выражению (3.50) рассчитывают коэффициент гидропроводности

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{tg\alpha} \cdot \frac{Qв}{4\pi},$$

откуда при известной толщине пласта рассчитывают коэффициент подвижности k/μ, а при известной вязкости флюида — проницаемость зоны реагирования k.

Далее по формуле (3.1) рассчитывается коэффициент упругоемкости β^*, а затем по известному коэффициенту подвижности k/μ рассчитывается коэффициент пьезопроводности зоны реагирования æ — зависимость (3.2).

Используя вычисленные значения $\frac{kh}{\mu}$ и æ и подставляя их в зависимость (3.49), вычисляют приведенный радиус скважины $r_{пр}$.

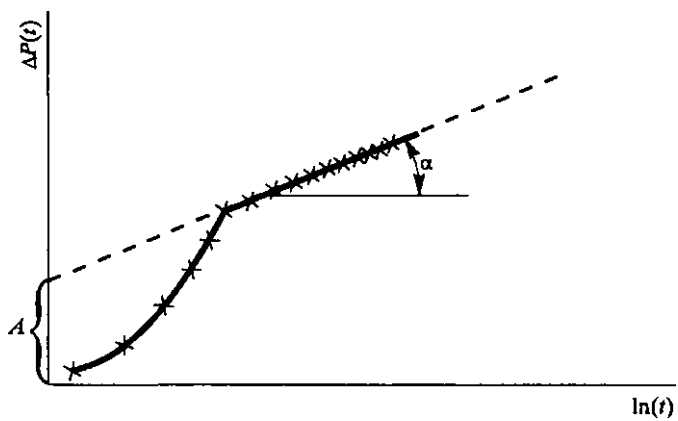


Рис. 3.11. Кривая восстановления забойного давления в координатах «$\Delta P(t)$—ln t»

Таким образом, в результате исследования скважины на нестационарном режиме работы вычисляются следующие характеристики зоны реагирования:

— коэффициент гидропроводности;

— коэффициент подвижности;

— коэффициент пьезопроводности;

— коэффициент проницаемости, а также приведенный радиус скважины.

В случае, когда период работы скважины до остановки T соизмерим с периодом остановки $t(T \equiv t)$, использовать решение (3.47) нельзя. Для этого случая Хорнером из (3.39) получено:

$$\Delta P_2(t) = P_{пл} - P_{заб}(t) = \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh}\left(\ln\frac{2.25æt}{r_{пр}^2} - \ln\frac{2.25æ(T+t)}{r_{пр}^2}\right) \qquad (3.51)$$

или

$$P_{заб}(t) = P_{пл} - \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh}\ln\frac{t}{T+t}. \qquad (3.52)$$

Данное решение позволяет, кроме параметров kh/μ, k/μ и других, определить пластовое давление $P_{пл}$. Действительно, обработка результатов по методу Хорнера ведется в координатах «$P_{заб}(t)$—$\ln\frac{t}{T+t}$»; при t >>T отношение $\frac{t}{T+t} \to 1$, а $\ln\frac{t}{T+t} = 0$.

Экстраполируя прямолинейный участок КВД до пересечения с осью $P_{заб}(t)$ (рис. 3.12), находим величину пластового давления $P_{пл}$.

Приток продукции после закрытия скважины искажает результаты исследования в течение определенного времени с момента остановки. Умение рассчитывать приток (а еще лучше его измерять) позволяет сократить время исследования, иногда существенно.

3.5 ПРИТОК ПРОДУКЦИИ В СКВАЖИНУ ПОСЛЕ ЕЕ ОСТАНОВКИ

Как уже отмечалось, начальные участки КВД характеризуют приток продукции после остановки скважины на устье и не могут быть использованы при обработке результатов исследования классическим методом. Приток продукции в скважину после остановки может быть замерен дебитомерами, спущенными на забой, либо определен расчет-

ным путем. Для этого необходимо, кроме фиксации $P_{заб}(t)$, фиксировать также зависимости $P_у(t)$ и $P_{затр}(t)$, которые представлены на рис. 3.13. Схема скважины и места фиксирования давлений показаны на рис. 3.14. Продолжающийся после закрытия скважины на устье приток возможен только в том случае, если в продукции скважины имеется растворенный газ, выделяющийся в скважине при давлении, меньшем давления насыщения. В этом случае продукция, находящаяся в скважине, сжимаема и только вследствие этого и возможен приток.

Для расчета притока жидкости в скважину (м^3/с) после ее остановки на устье можно использовать следующую зависимость:

$$q(t)=\frac{f_{затр}}{\rho_{см}^{затр}g}\left(\frac{d\Delta P_{заб}}{dt}-\frac{d\Delta P_{затр}}{dt}\right)+\frac{f_{НКТ}}{\rho_{см}^{л}g}\left(\frac{d\Delta P_{заб}}{dt}-\frac{d\Delta P_{у}}{dt}\right), \qquad (3.53)$$

где $f_{затр}, f_{НКТ}$ — соответственно площадь поперечного сечения затрубного пространства и колонны насосно-компрессорных труб (лифта), м^2;

$\rho_{см}^{затр}$, $\rho_{см}^{л}$ - плотность газожидкостной смеси в затрубном пространстве и лифте соответственно, кг/м^3;

$\Delta P_{заб}, \Delta P_{затр}, \Delta P_{у}$ — соответственно депрессия и разности давлений забойного и затрубного, забойного и устьевого, МПа,

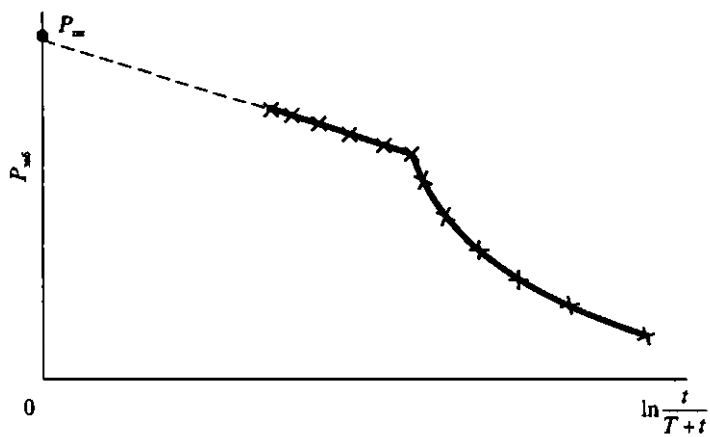


Рис. 3.12. Кривая восстановления давления в координатах «$P_{заб}(t)-\ln\frac{t}{T+t}$» (метод Хорнера)

$$\Delta P_{заб} = P_{пл} - P_{заб}(t), \tag{3.54}$$

$$\Delta P_{затр} = P_{заб}(t) - P_{затр}(t), \tag{3.55}$$

$$\Delta P_{у} = P_{заб}(t) - P_{у}(t). \tag{3.56}$$

Суммарный объем продукции, поступившей в скважину после ее остановки q (м^3), таков:

$$q = \frac{f_{затр}}{\rho_{см}^{затр} g}\left(\Delta P_{заб} - \Delta P_{затр}\right) + \frac{f_{НКТ}}{\rho_{см}^{л} g}\left(\Delta P_{заб} - \Delta P_{у}\right). \tag{3.57}$$

В процессе притока продукции в скважине происходит сепарация свободного газа как в затрубном пространстве, так и в лифте, что приводит к изменению плотности смеси в этих элементах, т.е. $\rho_{см}^{затр} = \rho_{см}^{затр}(t)$ и $\rho_{см}^{л} = \rho_{см}^{л}(t)$. Кроме того, в скважине в процессе притока происходит перераспределение температуры, что также влияет на точность расчета притока. Таким образом, расчетные зависимости (3.53) и (3.57) являются приближенными.

Обработка КВД может быть произведена с учетом притока и без учета притока. Существует несколько методов обработки КВД

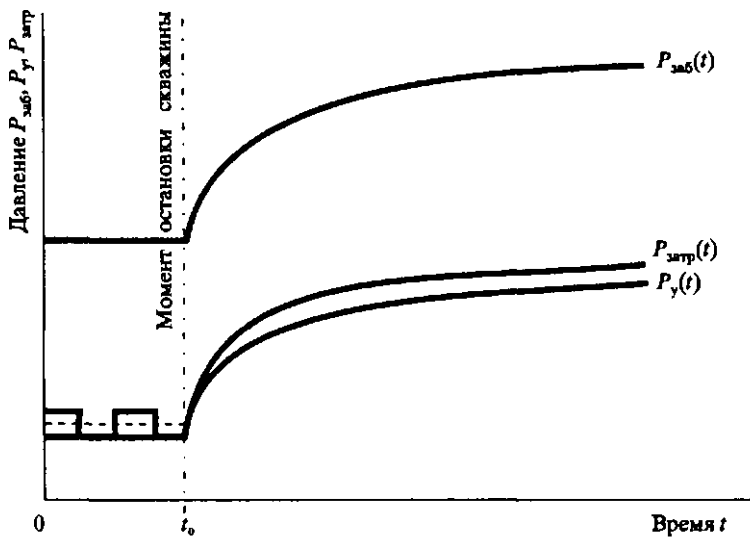


Рис. 3.13. Зависимость забойного ($P_{заб}$), затрубного ($P_{затр}$) и устьевого ($P_у$) давлений в функции времени в исследуемой скважине

как с учетом притока, так и без учета. Все методы обработки можно разделить на две группы:

1. Аналитические

а) без учета притока;

б) с учетом притока.

2. Графоаналитические

а) с учетом притока

— интегральный метод;

— дифференциальиый метод;

— операционный метод;

б) без учета притока.

Со всеми вышеперечисленными методами можно познакомиться в специальной литературе по исследованию скважин и пластов, а ниже мы будем следовать С.Н. Бузинову и И.Д. Умрихину.

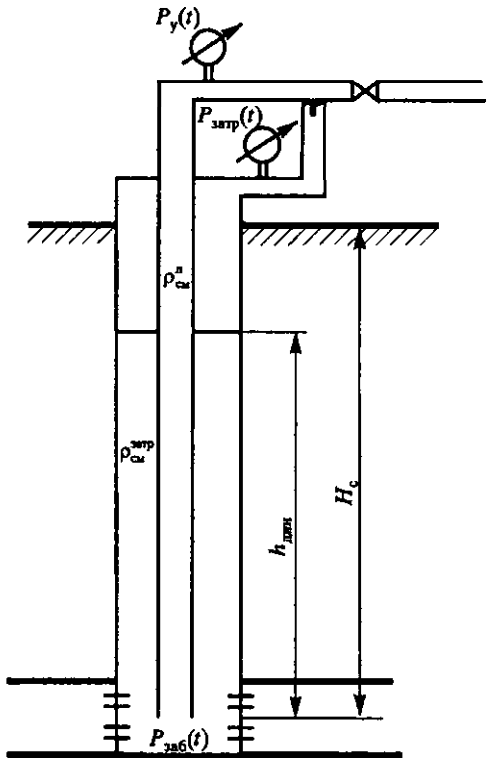


Рис. 3.14. К притоку продукции скважины после ее остановки

3.6. АНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ КВД

3.6.1. МЕТОД ОБРАБОТКИ КВД БЕЗ УЧЕТА ПРИТОКА А.Т. ГОРБУНОВА И В.Н. НИКОЛАЕВСКОГО

Восстановление давления в скважине при мгновенном изменении дебита на величину Q при условии $t \geq t_1 = 1$с описывается выражением (3.47).

Интегрируя (3.47) от t_1 до t, получим:

$$\int_{t_1}^{t} \Delta P_{заб}(t)dt = t\left(\ln\frac{2.25æt}{r_{пр}^2} - 1\right) - t_1\left(\ln\frac{2.25æt}{r_{пр}^2} - 1\right). \qquad (3.58)$$

Учитывая, что $t_1 << t$, вторым слагаемым в (3.58) можно пренебречь. Тогда выражение (3.58) примет вид:

$$\int_{t_1}^{t} \Delta P_{заб}(\tau)dt = t\left(\ln\frac{2.25æt}{r_{пр}^2} - 1\right). \qquad (3.59)$$

Данное выражение представляет площадь, ограниченную кривой $\Delta P_{заб}(t)$ и осью абсцисс (времени).

Разделим (3.59) на $\Delta P_{заб}(t)\,t$:

$$f(z) = \frac{\int_0^t \Delta P_{заб}(\tau)d\tau}{\Delta P_{заб}(t)t} = 1 - \frac{1}{\ln\frac{2.25æ\ t}{r_{пр}^2}}, \qquad (3.60)$$

где $f(z)$ — отношение площади, ограниченной кривой восстановления давления и осью абсцисс, к площади прямоугольника, образованного координатами $\Delta P_{заб}(t)$ и t.

Зная $f(z)$, из (3.60) найдем комплекс $\frac{æ}{r_{пр}^2}$:

$$\frac{æ}{r_{пр}^2} = \frac{1}{2.25t} \cdot e^{\frac{1}{1-f(z)}}. \qquad (3.61)$$

Зная $\frac{æ}{r_{пр}^2}$ и депрессию $\Delta P_{заб}(t)$ на момент времени t, из (3.47) найдем гидропроводность

$$\frac{kh}{\mu}=\frac{Q}{4\pi\Delta P_{заб}(t)}\ln\frac{2.25æ\ t}{r_{пр}^2}, \qquad (3.62)$$

а затем коэффициент подвижности k/μ и проницаемость зоны реагирования k.

3.6.2. МЕТОД ОБРАБОТКИ КВД С УЧЕТОМ ПРИТОКА

Зависимость для обработки КВД с учетом притока операционным методом такова:

$$\Psi(t_0)=\frac{P(t_0)}{F(t_0)}=\frac{\mu}{4\pi kh}\ln\frac{1.26æt_0}{r_{пр}^2}, \qquad (3.63)$$

где $P(t_0)$, $F(t_0)$ — изображения по Лапласу функций давления и дебита, рассчитываемые по соотношениям, изложенным ниже.

Выполняя преобразования, аналогичные вышерассмотренным, получим:

$$\frac{æ}{r_{пр}^2}=\frac{1}{1.26T_0}\cdot e^{\frac{1}{1-f(z)}}, \qquad (3.64)$$

$$\frac{kh}{\mu}=\frac{1}{4\pi\Psi(t_0)}\ln\frac{1.26æT_0}{r_{пр}^2}. \qquad (3.65)$$

Чтобы использовать выражения (3.64) и (3.65) для расчета искомых параметров, необходимо предварительно построить графическую зависимость $\Psi(t_0)$ от t_0. Вычислив для какого-либо фиксированного значения $t_0 = T_0$ площадь, ограниченную кривой $\Psi(t_0)$ и осью абсцисс t_0, и поделив ее на площадь прямоугольника, образованного координатами $\Psi(T_0)$ и T_0, находим $f(z)$. Зная $f(z)$, рассчитываем по (3.64) и (3.65) искомые параметры.

3.7. ГРАФОАНАЛИТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ КВД С УЧЕТОМ ПРИТОКА

По существу, графоаналитические методы делятся на интегральные, дифференциальные и операционные по способам обработки исходных данных — кривых восстановления давления на забое, в затрубном пространстве и на устье.

3.7.1. ИНТЕГРАЛЬНЫЙ МЕТОД

При обработке КВД данным методом в основе лежит следующая зависимость

$$\frac{J(t)}{Qt-q}=\frac{\mu}{4\pi kh}\left[\ln\frac{2.25æt}{r_{пр}^2}+\Psi(t)\right], \qquad (3.66)$$

где $J(t)$ — импульс депрессии, численно равный площади, ограниченной КВД и осью абсцисс, которая может быть вычислена планиметром или рассчитана аналитически любым методом численного интегрирования, например, по формуле трапеций, МПа с;

Q — стационарный дебит скважины до остановки, м³/с;

q — суммарный приток продукции в скважину после ее остановки, м³ (см. зависимость (3.57)).

Импульс депрессии

$$J(t)=\int_0^t \Delta P_{заб}(t)dt\,; \qquad (3.67)$$

разбивая интервал интегрирования 0—t на «n» частей, получим:

$$J(t)=\int_0^t \Delta P_{заб}(t)dt=\frac{t}{2n}\left[\Delta P_0+2\Delta P_1+\right.$$

$$\left.+2\Delta P_2+\ldots+2\Delta P_{n-1}+\Delta P_{заб}(t)\right]. \qquad (3.68)$$

Обычно при обработке КВД $\Delta P_0 = 0$, хотя при обработке результатов исследования кривых мгновенного подлива $\Delta P_0 \neq 0$.

В выражении (3.68) $\Delta P_0, \Delta P_1, \Delta P_2, \ldots, \Delta P_{n-1}, \Delta P_{заб}(t)$ — приросты забойного давления в моменты $\tau = 0$, $\tau_1 = t/n$, $\tau_2 = 2t/n,\ldots$, $\tau_n = t$, определяемые по КВД.

Функция $\Psi(t)$ представляет собой следующее:

$$\Psi(t)=\frac{Q\left[t(\ln t-1)+1\right]}{Qt-q}-\frac{1}{Qt-q}\int_0^{t-1}\frac{q}{t-\tau}d\tau\approx$$

$$\approx\frac{Qt(\ln t-1)}{Qt-q}-\frac{1}{Qt-q}\int_0^{t-1}\frac{q}{t-\tau}d\tau. \qquad (3.69)$$

Наибольшую сложность в вычислениях при обработке КВД данным методом представляет вычисление интеграла

$$S(t)=\int_0^{t-1}\frac{q}{t-\tau}d\tau. \qquad (3.70)$$

Данный интеграл можно вычислить по формуле:

$$S(t)=\sum_{i=1}^{n-1}q_{i\,\text{ср}}B_i+q_nB_n\,, \qquad (3.71)$$

$$B_i=(n-i+1)\ln\frac{n-i+1}{n-i}-(n-i-1)\ln\frac{n-i}{n-i-1}\,, \qquad (3.72)$$

$$B_n=\ln\frac{t}{n}-1=\ln\Delta t-1\,. \qquad (3.73)$$

Коэффициенты B_j для $i = 1, 2, \ldots, 40$ приведены в табл. 3.2, где $B_j = n - i + 1$.

Кривая восстановления забойного давления в координатах «$\frac{J(t)}{Qt-q}-\Psi(t)$» в соответствии с (3.66) есть прямая линия с углом наклона α к оси абсцисс и отрезком A, отсекаемым на оси ординат (см. рис. 3.15). Определив с рис. 3.15 угловой коэффициент $tg\alpha$ и отрезок A, находим следующие параметры:

$$\frac{kh}{\mu}=\frac{1}{4\pi}\cdot\frac{1}{tg\alpha}\,, \qquad (3.74)$$

Таблица 3.2

Коэффициенты B_j для вычисления интеграла (3.71)

j	B_j	j	B_j	j	B_j	j	B_j
1	1,386	11	0,0910	21	0,0476	31	0,0322
2	0,523	12	0,0834	22	0,0455	32	0,0313
3	0,334	13	0,0770	23	0,0435	33	0,0303
4	0,253	14	0,0715	24	0,0417	34	0,0294
5	0,201	15	0,0667	25	0,0400	35	0,0286
6	0,167	16	0,0626	26	0,0385	36	0,0278
7	0,143	17	0,0588	27	0,0371	37	0,0271
8	0,125	18	0,0556	28	0,0357	38	0,0263
9	0,111	19	0,0527	29	0,0345	39	0,0257
10	0,100	20	0,0500	30	0,0333	40	0,0250

$$\frac{æ}{r_{пр}^2} = \frac{1}{2,25} \cdot e^{A/\mathrm{tg}\alpha}, \qquad (3.75)$$

а затем коэффициент подвижности, коэффициент пьезопроводности, коэффициент проницаемости и, наконец, приведенный радиус скважины.

Если график преобразованной КВД таков, что нельзя замерить отрезок A, то параметр $æ/r_{пр}^2$ можно вычислить так:

$$\frac{æ}{r_{пр}^2} = \frac{1}{2,25\Psi(t)} \cdot e^{A(t)/\mathrm{tg}\alpha}, \qquad (3.76)$$

где $A(t)$ и $\Psi(t)$ – координаты любой точки прямой (на рис. 3.15 точка C).

3.7.2. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЙ МЕТОД

Обработка КВД с учетом притока этим методом ведется с использованием следующей зависимости:

$$\frac{\Delta P(t)}{Q - q(t)} = \frac{\mu}{4\pi kh}\left[\ln\frac{2,25æ}{r_{пр}^2} + \varphi(t)\right], \qquad (3.77)$$

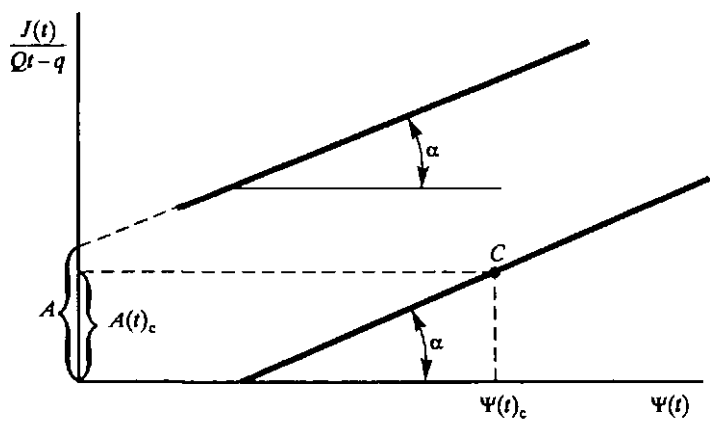


Рис. 3.15. Кривая восстановления забойного давления с учетом притока при обработке интегральным методом

где

$$\varphi(t)=\frac{Q\ln t-\sigma(t)}{Q-q(t)}, \tag{3.78}$$

$$\sigma(t)=\int_0^{t-1}\frac{q(\tau)}{t-\tau}d\tau, \tag{3.79}$$

где Q — стационарный дебит скважины до ее остановки, м³/с;

$q(t)$ — переменный во времени приток в скважину после ее остановки, м³/с.

Он может быть замерен или рассчитан по зависимости (3.53).

При условии, что в (3.77) $q(t) = 0$, эта зависимость переходит в таковую для мгновенного закрытия скважины на забое.

Уравнение (3.77) в координатах «$\frac{\Delta P(t)}{Q-q(t)}-\varphi(t)$» есть уравнение прямой, по угловому коэффициенту которой и отрезку A вычисляют $\frac{kh}{\mu}$, $\frac{æ}{r_{пр}^2}$ и другие параметры.

Таким образом, сложность данного метода заключается в необходимости вычисления $q(t)$, а также интеграла $\sigma(t)$, который вычисляется аналогично вычислению $S(t)$ в интегральном методе

$$\sigma(t)=\sum_{j=1}^{n-1}q_jB_j+q_nB_n. \tag{3.80}$$

Объем вычислений при дифференциальном методе несколько меньше, чем при интегральном, однако присущие дифференциальным методам погрешности, связанные с графическим дифференцированием экспериментальных зависимостей, вообще налагают существенные ограничения на дифференциальные методы.

3.7.3. ОПЕРАЦИОННЫЙ МЕТОД

Операционные методы имеют определенные преимущества перед рассмотренными при изучении различного рода неоднородностей на основе исследования нестационарных процессов, хотя и требуют не меньшего объема вычислений, чем интегральные и дифференциальные методы.

Обработка КВД с учетом притока операционным методом базируется на следующей зависимости:

$$\Psi(t_0)=\frac{P(t_0)}{F(t_0)}=\frac{\mu}{4\pi kh}\ln\frac{1{,}26x}{r_{\text{пр}}^2}+\frac{\mu}{4\pi kh}\ln t_0, \qquad (3.81)$$

где $P(t_0)$, $F(t_0)$ — изображения по Лапласу функций давления и дебита, вычисляемые по следующим приближенным соотношениям:

$$P(t_0)=\int_0^{\infty}\Delta P(t)e^{-\tau/t_0}d\tau\approx\int_0^{t}\Delta P(t)e^{-\tau/t_0}d\tau, \qquad (3.82)$$

$$F(t_0)\approx\int_0^{t}q(t)e^{-\tau/t_0}d\tau=\int_0^{t}\left[Q-q(t)\right]e^{-\tau/t_0}d\tau=Qt_0-\int_0^{t}q(t)e^{-\tau/t_0}d\tau, \qquad (3.83)$$

где τ — текущее время в период исследования скважины, с;

t — время исследования скважины, с;

t_0 — параметр с размерностью времени, который рекомендуется выбирать в пределах:

$$t_0=\left(\frac{1}{6}\div\frac{1}{15}\right)t.$$

Рассматриваемый метод можно применять для вычисления импульса давления $J(t)$ и накопленного притока q. В этом случае изображения давления $P(t_0)$ и дебита $F(t_0)$ определяются выражениями:

$$P(t_0)=\int_0^{\infty}\left[\int_0^{t}\Delta P_{\text{заб}}(t)dt\right]e^{-\tau/t_0}d\tau=\int_0^{\infty}J(t)e^{-\tau/t_0}d\tau, \qquad (3.84)$$

$$F(t_0)=\int_0^{\infty}\left[\int_0^{t}Qdt-\int_0^{t}q(t)dt\right]e^{-\tau/t_0}d\tau=qt_0^2-\int_0^{\infty}qe^{-\tau/t_0}d\tau, \qquad (3.85)$$

где q и $J(t)$ можно вычислять соответственно по (3.57) и (3.68).

Функция $\Psi(t_0)$ в (3.81) в этом случае имеет вид:

$$\Psi(t_0)=\frac{\int_0^{t}J(t)e^{\tau/t_0}d\tau}{qt_0^2-\int_0^{t}qe^{-\tau/t_0}d\tau}. \qquad (3.86)$$

Интегралы $P(t_0)$ и $F(t_0)$ можно вычислить любым из способов численного интегрирования.

Так как зависимость (3.81) есть уравнение прямой в координатах «$\Psi(t_0) - \ln t_0$», то по коэффициенту углового наклона tg α и отрезку B, отсекаемому на оси ординат, вычисляются следующие параметры:

$$\frac{kh}{\mu} = \frac{1}{4\pi g\alpha} \quad \text{и} \quad \frac{æ}{r_{\text{пр}}^2} = \frac{1}{1,26} e^{B/\text{tg}\alpha}.$$

3.8. ЭКСПРЕСС-МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Рассмотренные методы исследования скважин справедливы для случаев, когда скважина до исследования работала на стационарном режиме (либо в процессе исследования работает на стационарных режимах). На практике не всегда удается добиться стационарного режима работы скважины.

В связи с этим созданы методы исследования скважин по данным наблюдений за неустановившимися процессами в скважинах без необходимости выполнения требования о предварительной работе скважины на стационарном режиме. Методы создания в скважине нестационарных процессов и их регистрация называются экспресс-методами исследования скважин. Теоретически эти методы не отличаются от исследования скважин на нестационарном режиме (снятие кривой восстановления давления и обработка ее с учетом притока), хотя есть и отличие, заключающееся в том, что не требуется знание дебита на установившемся режиме ее работы до исследования Q. При обработке результатов исследований скважин экспресс-методами используют любой метод обработки КВД с учетом притока, принимая в расчетных зависимостях $Q = 0$.

Экспресс-методы исследования различаются между собой:

— по способу вызова притока;

— по продолжительности (длительные и кратковременные);

— с отбором продукции из скважины или без отбора.

Известно несколько способов вызова притока: подкачка газа в скважину, мгновенный подлив жидкости, кратковременный пуск скважины в работу и др. Выбор способа вызова притока зависит от наличия и состояния оборудования (насосно-компрессорных труб, устьевой арматуры, ее герметичности), а также от избыточного давления на устье (скважины переливающие или непереливающие).

Подкачка газа. При этом способе в скважину закачивается определенный объем компримированного газа, что приводит к повы-

шению забойного давления и поглощению части жидкости пластом (первый цикл). При этом фиксируется изменение забойного давления и поглощение жидкости. Затем закачанный в скважину газ выпускается, что приводит к снижению забойного давления и изменению дебита, которые также фиксируются (второй цикл). Измерение и фиксирование изменения давления осуществляются глубинными манометрами, а дебита — дебитомерами-расходомерами или рассчитываются по зависимостям (3.53) или (3.57).

Разновидностью способа является выпуск свободного газа, накопившегося в скважине за счет естественной его сепарации. Сущность его заключается в регулируемом выпуске накопившегося газа, регистрации изменения забойного давления и дебита.

Обработка результатов исследования проводится известным образом (обработка результатов исследования КВД с учетом притока, при $Q = 0$).

Мгновенный подлив жидкости. При этом способе в скважину закачивается небольшой объем жидкости, что приводит к росту забойного давления и поглощению части жидкости, находившейся в скважине, пластом. Фиксируя изменение забойного давления и объем поглощаемой жидкости в функции времени, получают необходимую информацию. Обработка результатов исследования ведется одним из вышеописанных методов.

Исследование скважины на самоизлив. Простаивающая скважина запускается в работу на самоизлив путем стравливания давления на устье на величину ΔP и фиксируется изменение забойного давления и дебита во времени. Предполагается, что в этом случае забойное давление мгновенно снижается на величину ΔP и остается постоянным во времени.

Если посмотреть на зависимости (3.53) и (3.57), то постоянство забойного давления определяется и постоянством плотностей смеси $\rho_{см}^{заг.р}$ и $\rho_{см}^{зл}$, чего на практике не наблюдается вследствие изменения во времени истинного газосодержания, дисперсности газовой фазы, температуры и других характеристик продукции скважины. Таким образом, при изменении давления на устье на ΔP забойное давление может измениться на другую величину, и это требует, чтобы забойное давление при исследовании скважины на самоизлив замерялось на забое. Обработка результатов исследования на самоизлив аналогична обработке КВД с учетом притока, при $Q = 0$.

3.9. ЗАМЕЧАНИЯ О ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ СКВАЖИН

Исследование температурных режимов действующих скважин позволяет получать значительный объем информации о некоторых процессах течения продукции как в призабойной зоне, так и в скважине.

Суточные и сезонные колебания температуры на поверхности земли сказываются на небольшой глубине от поверхности, ниже которой существует так называемый нейтральный слой, температура в котором положительна и постоянна. Ниже нейтрального слоя температура с глубиной постоянно увеличивается в соответствии с термическим градиентом Γ, определяемым как

$$\Gamma = \frac{dt}{dH}, \tag{3.87}$$

где dt — изменение температуры, °С;

dH — изменение глубины, м.

Геотермический градиент изменяется в зависимости от географического положения изучаемого региона, температуры $t_{нс}$ и глубины $H_{нс}$ нейтрального слоя:

$$\Gamma = \frac{t - t_{нс}}{H - H_{нс}}, \tag{3.88}$$

где t, H — соответственно температура (°С) на глубине H (м).

Изменение температуры в функции изменения глубины называется геотермой, и на практике она представляется прямой линией с угловым коэффициентом, равным геотермическому градиенту (для скважины геотерма устанавливается при дебите, равном нулю). В этом случае зафиксированная термограмма отражает естественное невозмущенное тепловое поле Земли. Термограмма в работающей скважине ($Q > 0$) отражает все тепловые возмущения, связанные с течением флюидов в различных элементах системы. Сравнение геотермы с термограммой в работающей скважине позволяет определять причины их расхождения, выделять продуктивные или поглощающие интервалы, заколонные перетоки и др. Установившийся тепловой режим работы скважины наступает тогда, когда потери тепла в окружающую среду сравниваются с теплотой, привнесенной восходящим потоком скважинной продукции.

Так как течение продукции в пласте, призабойной зоне и самой скважине связано с определенными потерями давления ΔP, продукция в скважине будет иметь температуру, отличную от пластовой, определяемой при условии $Q = 0$ (статические условия). При течении в скважину жидкости ее температура увеличивается в сравнении с пластовой температурой вследствие проявления эффекта Джоуля—Томсона на величину Δt:

$$\Delta t = \bar{\varepsilon}\Delta P, \qquad (3.89)$$

где $\bar{\varepsilon}$ — интегральный коэффициент Джоуля—Томсона, °С/Па;

ΔP — потери давления, Па.

При течении газа его температура снижается в сравнении с пластовой температурой вследствие сильного расширения газа.

Интегральный коэффициент Джоуля—Томсона в пределах реальных значений ΔP можно принимать постоянным и равным:
для воды $\bar{\varepsilon}_в = 0{,}24 \cdot 10^{-6}$ °С/Па; для нефти $\bar{\varepsilon}_н = (0{,}41 \div 0{,}61) \cdot 10^{-6}$ °С/Па;
для газов $\bar{\varepsilon}_г = (2{,}55 \div 4{,}08) \cdot 10^{-6}$ °С/Па.

Оценим изменение пластовой температуры при депрессии $\Delta P = 10$МПа:
при течении нефти $\Delta t = (0{,}41 \div 0{,}61) \cdot 10^{-6} \cdot 10^{7} = +(4{,}1 \div 6{,}1)$ °С;
при течении газа $\Delta t = (2{,}55 \div 4{,}08) \cdot 10^{-6} \cdot 10^{7} = -(25{,}5 \div 40{,}8)$ °С. Таким образом, изменение температуры продукции на забое работающей скважины может отличаться (а иногда существенно!) от пластовой температуры.

Использование современных скважинных электротермометров для регистрации температурных аномалий позволяет легко оценивать дроссельные эффекты. Особую роль термодинамические исследования играют в скважинах, продуктивные коллекторы которых состоят из нескольких пластов или пропластков. Если продукция этих пропластков имеет различную температуру, то смешиваясь в скважине, она дает калориметрический эффект, приводящий к скачкообразному изменению температуры смешанной продукции пропластков. Численно температурный скачок Δt зависит от исходных температур смешивающихся потоков, от их расходов и теплоемкости продукции и определяется калориметрической формулой. Например, продуктивный горизонт представлен двумя пропластками: нижним — 1 и верхним — 2. Нижний пропласток работает со следующим массовым дебитом Q_1 (кг/с), температурой и теплоемкостью продукции t_1 и C_1 (кДж/кг·град).

Верхний пропласток работает с соответствующими характеристиками Q_2, t_2 и C_2. При этом температура смешанного потока t; понижение температуры продукции нижнего пропластка по отношению к t Δt_1, а повышение температуры продукции верхнего пропластка по отношению к t Δt_2 таковы:

$$\Delta t_1 = t_1 - t,$$
$$\Delta t_2 = t - t_2. \tag{3.90}$$

В соответствии с калориметрической формулой имеем:

$$\Delta t_1 \cdot C_1 \cdot Q_1 = \Delta t_2 \cdot C_2 \cdot Q_2. \tag{3.91}$$

Учитывая, что дебит смешанного потока Q равен

$$Q = Q_1 + Q_2, \tag{3.92}$$

из совместного рассмотрения (3.91) и (3.92) можно получить:

$$Q_2 = Q\frac{\Delta t_1 C_1}{\Delta t_2 C_2 + \Delta t_1 C_1} \tag{3.93}$$

или

$$Q_1 = Q\frac{\Delta t_2 C_2}{\Delta t_1 C_1 + \Delta t_2 C_2}. \tag{3.94}$$

Таким образом, измеряя дебит скважины Q и температурные скачки каждого из работающих пропластков Δt_1 и Δt_2, можно определить дебит каждого из пропластков Q_1 и Q_2. В настоящее время созданы термодебитомеры с высокой разрешающей способностью, что существенно расширяет возможности термодинамических исследований и круг решаемых задач.

Как уже отмечалось, в процессе разработки нефтяного месторождения, а особенно сложнопостроенного месторождения, необходимо получать большое количество разнообразной информации, используемой для рациональной выработки запасов. Одним из таких способов является дебитометрия скважин. Самого пристального внимания заслуживает и комплексирование термодинамических и дебитометрических исследований.

3.10. ДЕБИТОМЕТРИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН

Практика разработки огромного количества нефтяных месторождений показала, что наши многие теоретические представления о поведении такой сложной системы, каковой является нефтя-

ное месторождение, оказываются не совсем точными (а в ряде случаев совсем неточными). Чтобы рационально разрабатывать нефтяное месторождение и эксплуатировать скважины необходимо *точно* знать: работающие интервалы и их долю от общей толщины пласта; поглощающие интервалы и их количественную характеристику в нагнетательных скважинах; распределение нагнетаемого агента по интервалам; распределение интенсивности притока или поглощения вдоль вскрытого перфорацией интервала; состав продукции, поступающей в скважину из каждого интервала; выработанность запасов из каждого пропластка, а также степень компенсации закачкой отобранной нефти; необходимость воздействия на призабойную зону для интенсификации притока или приемистости, а также результаты воздействия; долевое участие различных интервалов в суммарной продукции скважины; конкретный вид искусственного воздействия на призабойную зону скважины, имея в виду селективное воздействие на тот или иной пропласток; параметры отдельных пропластков и их потенциал.

Вышеперечисленная информация может быть получена при дебитометрических исследованиях скважин. Этот вид исследований проводится специальными приборами: в добывающих скважинах — дебитомерами, в нагнетательных — расходомерами. Перемещение указанных глубинных приборов вдоль исследуемого перфорированного интервала скважины позволяет получить информацию о распределении по интервалам интенсивности притока или поглощения и о доле работающих интервалов от общей толщины пласта.

Простейшим глубинным дебитомером-расходомером является прибор, фиксирующим элементом которого служит турбинка, скорость вращения которой пропорциональна дебиту (расходу). Число оборотов турбинки преобразуется, например, в электрические импульсы с частотой «*n*», передаваемые на поверхность измерительному комплексу по электрическому кабелю, на котором дебитомер-расходомер спускается в скважину.

В измерительном комплексе, например, промысловой автоматической исследовательской станции «АИСТ», электрические импульсы фиксируются счетчиком импульсов и запоминаются. Одновременно на поверхности фиксируется и перемещение глубинного прибора. Зависимость интенсивности притока (дебита) или поглощения (расхода) от глубины нахождения прибора в скважине называется дебитограммой. Различные виды дебитограмм представ-

лены на рис. 3.16. На дебитограммах 3.16 а отображен случай притока из однородного пласта (1), а также случай, когда единый пласт представлен четырьмя пропластками (2), один из которых (второй сверху) не работает. В этом случае легко определяется неработающая доля толщины пласта β (коэффициент охвата по толщине):

$$\beta = \frac{h_2}{h}, \qquad (3.95)$$

где h_2, h — соответственно толщина неработающего пропластка и общая толщина пласта, м.

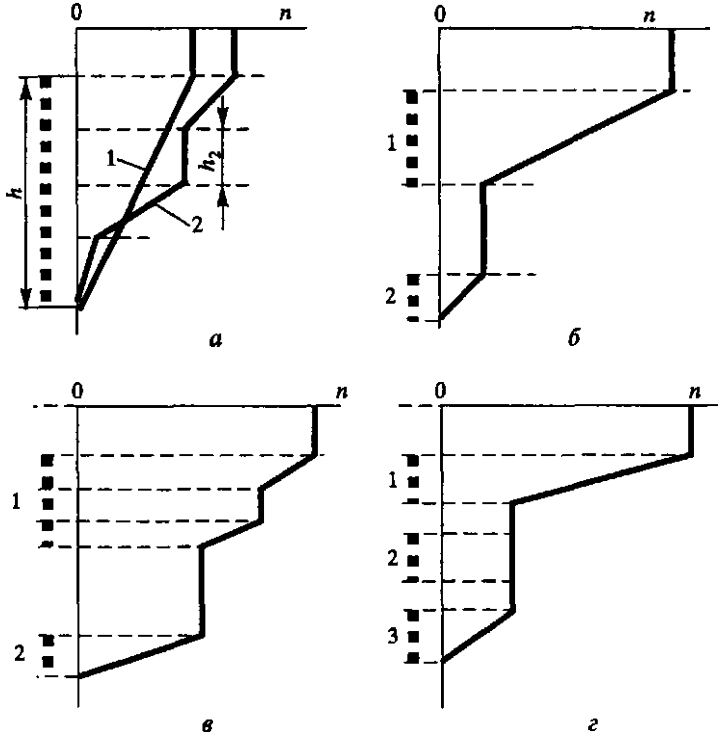


Рис. 3.16. Дебитограммы различных скважин:

***а* — единый пласт; *б* — пласт с двумя пропластками; *в* — пласт с двумя пропластками, в верхнем из которых имеется неработающая часть; *г* — пласт с тремя пропластками, средний из которых не работает; 1 — пласт практически однороден, приток равномерен по всей толщине; 2 — единый пласт с четырьмя разными пропластками, один из которых с толщиной h_2 не работает (второй сверху)**

Если объект разработки многопластовый, то с помощью дебитометрии можно исследовать каждый пласт как на стационарных, так и на нестационарном режимах работы скважины, получая объективную информацию о процессах в такой сложной системе.

В настоящее время созданы комплексные приборы для дебитометрических исследований скважин, измеряющие и регистрирующие следующие параметры: дебит (расход), давление, температура, содержание в потоке воды, а также местоположение нарушения сплошности колонны труб, например, глубину башмака НКТ. Как правило, глубинные дебитомеры оборудованы специальными легкими пакерами зонтичного типа, которые управляются электрическими импульсами с поверхности и в раскрытом положении перекрывают кольцевой зазор затрубного пространства (зазор между наружным диаметром дебитомера и внутренним диаметром обсадной колонны). К таким многофункциональным дистанционно управляемым с пакерующим устройством комплексным глубинным приборам относится прибор «Поток».

Таким образом, современные глубинные приборы позволяют комплексировать различные виды и методы исследования скважин и получать необходимую и достоверную информацию.

3.11. ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ КАК МЕТОД ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТА

Гидропрослушивание заключается в изучении особенностей распространения упругого импульса (возмущения) в пласте между различными скважинами. Для этого в одной из скважин, называемой возмущающей скважиной, изменяют режим работы; это может быть остановка скважины, ее пуск в работу с постоянным дебитом или изменение забойного давления и дебита. После создания импульса в возмущающей скважине наблюдают за изменением давления в соседних реагирующих скважинах. Совершенно очевидно, что изменение давления в реагирующих скважинах обусловлено как импульсом в возмущающей скважине, так и параметрами пласта в направлении каждой реагирующей скважины.

Методы гидропрослушивания обладают большой разрешающей способностью и позволяют, кроме гидропроводности, определить в явном виде и пьезопроводность области реагирования.

В настоящее время методы гидропрослушивания применяются не только для оценки взаимодействия (интерференции) скважин,

но и для определения непроницаемых границ и положений водонефтегазовых контактов, для определения мест локальных и площадных перетоков между пластами и др.

Известно несколько методов гидропрослушивания, отличающихся различными способами создания возмущающего импульса:

— изменением дебита возмущающей скважины на постоянную величину;

— созданием фильтрационных гармонических волн давления;

а также разными способами обработки кривых изменения забойного давления в реагирующих скважинах:

— с использованием эталонной кривой;

— дифференциальный и интегральный;

— по характерным точкам кривых реагирования;

— по экстремуму кривой реагирования.

Отметим, что точность определения параметров пласта по данным гидропрослушивания зависит не только от качества используемой измерительной аппаратуры, но и от того, что происходит в соседних от возмущающей скважинах, т.е. от общего гидродинамического фона в исследуемой области залежи (месторождения). Поэтому для получения качественной информации необходимо по возможности стабилизировать режимы работы всех скважин, находящихся в исследуемой области.

3.11.1. ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЕ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ДЕБИТА ВОЗМУЩАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ НА ПОСТОЯННУЮ ВЕЛИЧИНУ

Изменение давления в бесконечном однородном пласте, дренируемом точечным стоком с постоянным дебитом Q, описывается следующим образом:

$$\Delta P(t,r) = \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh}\int_0^t \frac{e^{-r^2/(4\varkappa\tau)}}{\tau}\cdot d\tau = -\frac{Q\mu\beta}{4\pi kh}E_i\left(-\frac{r^2}{4\varkappa t}\right), \qquad (3.96)$$

где $\Delta P(t,r)$ — изменение пластового давления в произвольной точке пласта (в реагирующей скважине), вызванное изменением дебита на величину Q в возмущающей скважине;

r — расстояние от возмущающей до реагирующей скважины, м.

Кривую изменения давления в реагирующей скважине будем называть кривой реагирования. Изменение дебита в возмущающей скважине должно быть мгновенным, под которым понимается остановка

скважины при работе ее в стационарном режиме с постоянным дебитом Q; пуск в работу с постоянным дебитом Q, если скважина простаивала достаточно долгое время или просто изменение дебита возмущающей скважины. Под стационарным режимом работы возмущающей скважины при гидропрослушивании понимается стационарная работа всей исследуемой области, включая и реагирующие скважины.

При гидропрослушивании в реагирующие скважины спускаются глубинные манометры, которые фиксируют кривые реагирования, либо скважины оборудуются пьезографами.

Как уже отмечалось, известно много способов обработки кривых реагирования, но мы здесь рассмотрим только один – способ определения параметров пласта по эталонной кривой.

3.11.2. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТА (ОБЛАСТИ РЕАГИРОВАНИЯ) ПО ЭТАЛОННОЙ КРИВОЙ

Метод предложен ВНИИнефти и основан на использовании зависимости (3.96), которая показывает, что изменение гидропроводности $\frac{kh}{\mu}$ пласта вызывает смещение кривых реагирования в координатах «$\ln \Delta P$ — $\ln t$» по оси ординат, а изменение $r^2/æ$ приводит к смещению этих кривых в этих же координатах по оси абсцисс.

С учетом этих особенностей разработан способ определения параметров пласта по эталонной кривой, которая представляет собой графическую зависимость $\lg \Delta P\,(t,r)$ от $\lg t$ для пласта с единичными параметрами:

$$\left.\begin{aligned} \frac{r^2}{æ} &= 1, \\ \frac{Q\mu\beta}{4\pi kh} &= 0.1. \end{aligned}\right\} \qquad (3.97)$$

С учетом этого выражение (3.96) принимает вид:

$$\Delta P\,(t,r) = -E_i\left(-\frac{1}{4t}\right). \qquad (3.98)$$

Полученное выражение (3.98) является основой построения эталонной кривой.

Задаваясь равными величинами t, находим из таблиц $E_i\left[-1/(4t)\right]$. Откладываем на оси ординат значения $\lg\left\{E_i\left[-1/(4t)\right]\right\}$, а на оси

абсцисс значения lg t и строим эталонную кривую реагирования, которая представлена на рис. 3.17 (кривая 1). Совмещая фактическую кривую реагирования «lg $\Delta P_{ф}(t)$÷ lg $t_{ф}$» (кривая 2) с эталонной «lg $\Delta P_{э}(t)$÷ lg $t_{э}$», определяют координаты на фактической кривой 2 $\Delta P_{ф}$ и $t_{ф}$, соответствующие координатам $\Delta P_{э}$=0,1 и $t_{э}$ = 1 на эталонной кривой 1.

Найдя $\Delta P_{ф}$ и $t_{ф}$, рассчитывают параметры пласта

$$\left.\begin{aligned} \frac{kh}{\mu} &= \frac{Q}{4\pi\Delta P_{ф}}, \\ æ &= \frac{r^2}{t_{ф}}. \end{aligned}\right\} \qquad (3.99)$$

Обычно эталонную и фактические кривые строят на кальке с логарифмической сеткой в одинаковом масштабе, что существенно упрощает процесс их совмещения.

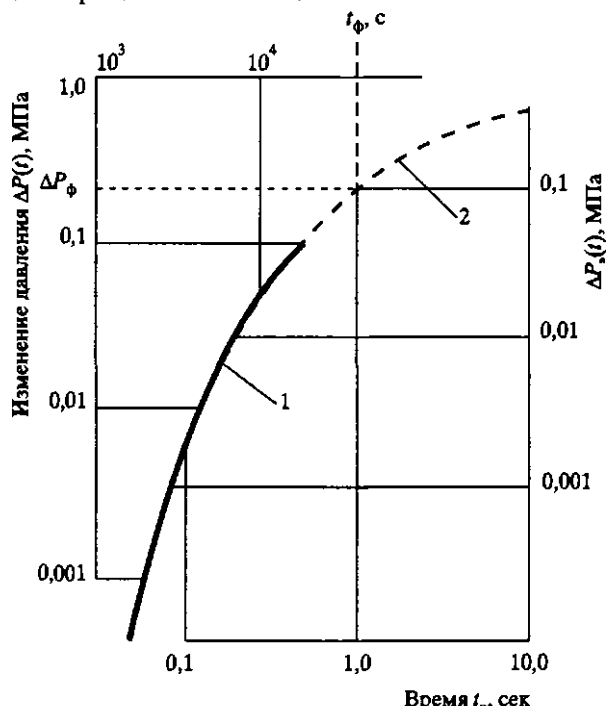


Рис. 3.17. Совмещенные кривые реагирования: 1 — эталонная; 2 — фактическая

Данный метод обработки кривых реагирования достаточно прост. Однако иногда фактические кривые реагирования по целому ряду причин (часто неконтролируемых) имеют немонотонный характер. Совмещение таких фактических кривых с эталонными затруднено и интерпретация их может привести к большим ошибкам. В этом случае необходимо пользоваться дифференциальным или интегральным способами обработки фактических кривых реагирования.

Рассмотренные методы исследования скважин и пластов, а также известные методы интерпретации результатов гидродинамических исследований основаны на различных математических моделях в зависимости от типа коллектора и реологических свойств продукции скважин. Существующая на момент исследования геолого-промысловая информация не всегда является достаточной для выбора адекватного метода интерпретации результатов реальным свойствам исследуемой системы (степень неоднородности пласта, свойства трещинно-поровых коллекторов, явление ползучей деформации горных пород, релаксационные свойства продукции, фильтрация газированной жидкости и др.). В этих случаях эффективным является применение метода детерминированных моментов давления (ДМД).

3.12. ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ДЕТЕРМИНИРОВАННЫХ МОМЕНТОВ ДАВЛЕНИЯ К ИССЛЕДОВАНИЮ СКВАЖИН НА НЕСТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ

Метод ДМД применяется для построения единого диагностического признака и выбора математической модели интерпретации КВД. Этот метод основан на формализованных подходах к математическому анализу интегральных характеристик кривых восстановления забойного давления. Кроме того, метод ДМД позволяет оценивать эффективность геолого-технических мероприятий, проводимых на скважине.

3.12.1 ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ МЕТОДА ДМД

Детерминированным моментом давления $P(t)$ n-го порядка ($n=1, 2, 3 \ldots$) M_n называют интеграл по времени от текущей депрессии с весом t^n :

$$M_n = \int_0^{\infty} \left[P_{\text{пл}} - P(t) \right] \; t^n dt \,, \tag{3.100}$$

где $P(t)$ — изменение забойного (устьевого) давления во времени t.

Депрессия $P_{\text{пл}} - P(t)$ имеет экспоненциальный характер затухания в бесконечности, поэтому интегралы правой части (3.100) сходятся достаточно быстро.

Зафиксируем продолжительность t обрабатываемого временного интервала КВД; разобьем интеграл (3.100) на сумму двух интегралов:

$$M_n = \int_0^t \left[P_{\text{пл}} - P(\tau) \right] \tau^n d\tau + \int_0^{\infty} \left[P_{\text{пл}} - P(\tau) \right] \tau^n d\tau =$$

$$= \int_0^t \left[P_{\text{пл}} - P(\tau) \right] \tau^n d\tau + \Delta M_n(t) \,, \tag{3.101}$$

где

$$\Delta M_n(t) = \int_0^{\infty} \left[P_{\text{пл}} - P(\tau) \right] \tau^n d\tau \,. \tag{3.102}$$

Как правило, замеры давления при снятии КВД дискретны и производятся через одинаковые временные интервалы, поэтому интеграл с конечными пределами в (3.101) можно вычислить, используя численный метод трапеций. При одинаковых временных интервалах Δt между дискретными замерами давления при регистрации КВД имеем:

$$\int_0^t \left[P_{\text{пл}} - P(\tau) \right] \tau^n d\tau = P_{\text{пл}} \frac{t^{n+1}}{n+1} - \Delta t \left[\frac{P(t) t^n}{2} + \sum_{i=1}^{N(t)} P(\tau_i) \tau_i^n \right], \tag{3.103}$$

где

$$N(t) = \frac{t}{\Delta t} - 1 \,, \tag{3.104}$$

число интервалов разбиения τ_i; $\tau_0 = 0$, $\tau_{i+1} = \tau_i + \Delta t$.

Недовосстановленную часть КВД при вычислении $\Delta M_n(t)$ аппроксимируют экспонентой вида:

$$P(\tau) = P_{\text{пл}} - P_0 \exp\left(-\frac{\tau - t + \Delta t}{\alpha} \right), \tag{3.105}$$

в которой $P_0 = P_{пл} - P(t)$, а для определения $P_{пл}$ принимают, что производная линейно зависит от значения функции в точке:

$$\alpha \frac{dP}{dt} + P = P_{пл}. \tag{3.106}$$

Производную функции давления по времени вычисляют методом конечных разностей:

$$\left.\frac{dP}{dt}\right|_{\tau_i} = \frac{P(\tau_i + \Delta t) - P(\tau_i - \Delta t)}{2\Delta t}. \tag{3.107}$$

Выписывая уравнение (3.106) для двух временных точек $\tau_{N(t)} = t - \Delta t$ и $\tau_{N(t)-1} = t - 2\Delta t$, получают систему линейных алгебраических уравнений относительно неизвестных параметров α и $P_{пл}$, решением которых являются:

$$\alpha = 2\Delta t \frac{P(t-2\Delta t) - P(t-\Delta t)}{P(t) - P(t-\Delta t) - P(t-2\Delta t) + P(t-3\Delta t)}, \tag{3.108}$$

$$P_{пл} = \alpha \frac{P(t) - P(t-2\Delta t)}{2\Delta t} + P(t-\Delta t) =$$

$$= \alpha \frac{P(t-\Delta t) - P(t-3\Delta t)}{2\Delta t} + P(t+2\Delta t), \tag{3.109}$$

где t — время снятия КВД (время последнего замера давления на КВД).

Учитывая (3.105) и (3.106), перепишем (3.101) для первых трех детерминированных моментов давления (n = 0, 1, 2):

$$\left.\begin{aligned} M_0(t) &= \int_0^t \left[P_{пл} - P(\tau)\right] d\tau + \alpha\left[P_{пл} - P(t)\right], \\ M_1(t) &= \int_0^t \left[P_{пл} - P(\tau)\right] \tau d\tau + \alpha^2 \left(1 + \frac{t}{\alpha}\right)\left[P_{пл} - P(t)\right], \\ M_2(t) &= \int_0^t \left[P_{пл} - P(\tau)\right] \tau^2 d\tau + \alpha^3 \left(2 + \frac{2t}{\alpha} + \frac{t^2}{\alpha^2}\right)\left[P_{пл} - P(t)\right]. \end{aligned}\right\} \tag{3.110}$$

Выражения (3.110) с учетом (3.103) перепишем в окончательном виде:

$$\left.\begin{aligned}
M_0(t) &= P_{\text{нл}}t - \Delta t\left[\frac{P(t)}{2} + \sum_{i=1}^{N(t)} P(\tau_i)\right] + \alpha\left[P_{\text{нл}} - P(t)\right],\\
M_1(t) &= P_{\text{нл}}\frac{t^2}{2} - \Delta t\left[\frac{P(t)}{2}t + \sum_{i=1}^{N(t)} P(\tau_i)\tau_i\right] + \alpha\left(\alpha^2 + t\right)\left[P_{\text{нл}} - P(t)\right],\\
M_2(t) &= P_{\text{нл}}\frac{t^3}{3} - \Delta t\left[\frac{P(t)}{3}t^2 + \sum_{i=1}^{N(t)} P(\tau_i)\tau_i^2\right] + \alpha\left(2\alpha^3 + 2\alpha t + t^2\right)\left[P_{\text{нл}} - P(t)\right].
\end{aligned}\right\} \qquad (3.111)$$

3.12.2. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ

Для получения аналитической зависимости детерминированных моментов КВД от фильтрационных характеристик пласта используется решение уравнения пьезопроводности (3.44), в результате чего имеем:

$$\left.\begin{aligned}
M_0(t) &= \frac{Q}{8\pi}\left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1}\frac{R_к^2}{æ},\\
M_1(t) &= \frac{5Q}{256\pi}\left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1}\left(\frac{R_к^2}{æ}\right)^2,\\
M_2(t) &= \frac{23Q}{3456\pi}\left(\frac{kh}{\mu}\right)^{-1}\left(\frac{R_к^2}{æ}\right)^3,
\end{aligned}\right\} \qquad (3.112)$$

где Q — стационарный дебит скважины до остановки, м³/с;

$R_к$ — радиус контура питания скважины, м;

æ — пьезопроводность пласта, м²/с;

$\frac{kh}{\mu}$ — гидропроводность пласта, м⁵/(Н·с).

Исключая из соотношений (3.112) Q, $\frac{kh}{\mu}$, $R_к$ и æ, получают безразмерный диагностический признак d для первых трех детерминированных моментов давления:

$$d = \frac{M_0(t)M_2(t)}{M_1^2(t)}. \qquad (3.113)$$

Диагностический признак в данном случае является постоянным независимо от фильтрационных свойств коллектора, вязкости пластовой нефти, толщины продуктивного горизонта, радиусов скважины и контура питания, а также от дебита скважины, с которым она работала до остановки.

На основании численной величины диагностического признака принимаются следующие модели фильтрации:

1. При $d \le 1{,}9$ принимается модель фильтрации ньютоновской жидкости в трещинно-поровом пласте или вязкоупругой жидкости в однородном пласте.

2. При $1{,}9 < d \le 2{,}18$ принимается модель фильтрации ньютоновской жидкости в однородном пласте.

3. При $d > 2{,}18$ принимается модель фильтрации ньютоновской жидкости в зонально-неоднородном пласте, когда призабойная зона скважины имеет ухудшенную проницаемость.

Коэффициент неоднородности α есть отношение гидропроводности призабойной зоны $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{\text{ПЗС}}$ к гидропроводности удаленной зоны $\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{\text{УЗ}}$, т.е.

$$\alpha = \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{\text{ПЗС}} \Big/ \left(\frac{kh}{\mu}\right)_{\text{УЗ}}. \qquad (3.114)$$

Для определения коэффициента неоднородности α строится КВД в координатах «ΔP — lg$t$», на которой имеется два прямолинейных участка. Определяются тангенсы их углов наклона к оси lg t, а параметр α рассчитывается так:

$$\alpha = \frac{tg\varphi_1}{tg\varphi_2}, \qquad (3.115)$$

где φ_1, φ_2 — соответственно углы наклона первого (призабойная зона) и второго (удаленная зона) прямолинейных участков КВД.

При принятии гипотезы о модели фильтрации ньютоновской

жидкости в однородном пласте (модель 2) параметры пласта рассчитываются по следующим формулам:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{4}{5} Q \frac{M_1}{M_0^2}, \tag{3.116}$$

$$æ = \frac{M_0}{32 M_1} \cdot R_к^2. \tag{3.117}$$

При принятии гипотезы о модели фильтрации ньютоновской жидкости в трещинно-поровом пласте (первая часть модели 1), расчет ведется по следующим формулам:

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{Q\sqrt{M_0 M_2 - M_1^2}}{1.44\pi M_0^2}, \tag{3.118}$$

$$æ = \frac{0.18 M_0}{\sqrt{M_0 M_2 - M_1^2}} \cdot R_к^2. \tag{3.119}$$

Если же была принята гипотеза о фильтрации вязкоупругой жидкости в однородном пласте (вторая часть модели 1), расчет ведется по следующим формулам:

$$\theta = \frac{M_1\left(d - 1 + \sqrt{1 - 0.5d}\right)}{M_0\left(1 + 2\sqrt{1 - 0.5d}\right)}, \tag{3.120}$$

$$\frac{R_к^2}{æ} = \frac{32}{5}\left(\frac{M_1 - \theta\Delta P}{M_0 - \theta\Delta P} - 2\theta\right), \tag{3.121}$$

$$\varepsilon = \frac{kh}{\mu} = \frac{Q\left[\frac{5}{256}\left(\frac{R_к^2}{æ}\right)^2 + \frac{R_к^2\theta}{4æ}\right]}{M_1 - \theta^2\Delta P}, \tag{3.122}$$

где θ — время релаксации жидкости;

ΔP — депрессия на пласт до остановки скважины на исследование.

При принятии гипотезы о модели фильтрации в зонально-неоднородном пласте (модель 3) параметры рассчитывают из системы следующих уравнений:

$$M_0 = \frac{Q\dfrac{R_к^2}{æ_2}}{8\pi\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_2} F_1(\alpha,\delta) = \frac{Q\dfrac{R_к^2}{æ_2}}{8\pi\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_2}\left[1+\delta^2(\alpha-1)(1+\alpha-2\ln\delta)\right], \quad (3.123)$$

$$M_1 = \frac{Q\left(\dfrac{R_к^2}{æ_2}\right)^2}{64\pi\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_2} F_2(\alpha,\delta) = \frac{Q\left(\dfrac{R_к^2}{æ_2}\right)^2}{64\pi\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_2}\left[1+\frac{11}{5}\delta^4 - \frac{8}{5}\delta^2\ln\delta - \frac{12}{5}\delta^4\ln\delta + \right.$$

$$\left. +\delta^4\alpha^3 - \frac{16}{5}\delta^2 - 4\delta^4\alpha^2\ln\delta + \frac{4}{5}\alpha\delta^2\left(4-4\delta^2+2\delta\ln\delta+8\delta^2\ln\delta\right)\right], \quad (3.124)$$

$$M_2 = \frac{Q\left(\dfrac{R_к^2}{æ_2}\right)^3}{3456\pi\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_2} F_3(\alpha,\delta), \quad (3.125)$$

$$F_3(\alpha,\delta) \approx 1, \quad (3.126)$$

$$Q = 2\pi\left(\frac{kh}{\mu}\right)_1 \cdot \frac{\left[P_{пл} - P_{заб}(0)\right]}{\ln\dfrac{1}{\delta} + \alpha\ln\dfrac{R_к}{r_c}}, \quad (3.127)$$

$$\delta = r_{ПЗС} / R_к, \quad (3.128)$$

где δ — относительный радиус призабойной зоны ухудшенной проницаемости;

$r_{ПЗС}$ — радиус призабойной зоны, м;

$R_к$ — радиус контура питания, м;

$\left(\dfrac{kh}{\mu}\right)_2$, $æ_2$ — соответственно коэффициенты гидропроводности и пьезопроводности удаленной зоны пласта;

α — параметр неоднородности, рассчитываемый по зависимости (3.115);

$[P_{пл} - P_{заб}(0)]$ — стационарная депрессия, с которой работала скважина до остановки;

$\left(\frac{kh}{\mu}\right)_{п}$ — коэффициент гидропроводности призабойной зоны скважины.

Метод детерминированных моментов давления может с успехом применяться для оценки эффективности искусственного воздействия на призабойные зоны скважин и сравнения различных методов между собой.

В данном разделе рассмотрены только основные вопросы гидродинамических исследований скважин и пластов, результаты которых необходимы для рациональной разработки нефтяных месторождений. Следует отметить, что сегодня гидродинамические исследования позволяют решать не только рассмотренные выше задачи, но и фиксировать явления, особенно в призабойной зоне скважин, связанные с изменением ряда важных характеристик пластовой системы в процессе разработки. К ним, в первую очередь, относятся явление изменения коэффициента продуктивности при изменении обводненности добываемой продукции, а также явление закупорки (очистки) пористой среды в процессе фильтрации (скин-эффект).

Рассмотрим, хотя и кратко, указанные явления.

3.13. ИЗМЕНЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОДУКТИВНОСТИ ПРИ ОБВОДНЕНИИ ПРОДУКЦИИ СКВАЖИНЫ

Как уже отмечалось, коэффициент продуктивности $K_{пр}$ может изменяться. Одной из причин изменения коэффициента продуктивности скважин является обводнение продукции. Физически это связано с изменением относительных фазовых проницаемостей при фильтрации нефти и воды в пористой среде (пласте).

На рис. 3.18 приведены зависимости относительных фазовых проницаемостей по нефти $\bar{K}_{н}$, по воде $\bar{K}_{в}$ и суммарной — $\bar{K}_{н+в}$. Как видно из представленных зависимостей, совместная фильтрация нефти и воды приводит к существенному снижению суммарной относительной проницаемости $\bar{K}_{н+в}$. Указанное справедливо до определенной водонасыщенности. Дальнейшее увеличение водонасыщенности приводит к росту суммарной относительной про-

ницаемости, но все-таки она остается меньше 1. Так как проницаемость напрямую определяет коэффициент продуктивности, что видно, например, из зависимости (3.8), то любое изменение суммарной проницаемости приводит к соответствующему изменению и коэффициента продуктивности.

Многочисленные исследования скважин на стационарных режимах, проведенные на различных нефтяных месторождениях России, позволяют построить зависимость относительного коэффициента продуктивности от обводненности продукции.

На рис. 3.19 в качестве примера приведена указанная зависимость для Талинского нефтяного месторождения. Зависимость построена в координатах «($K_{пр.н+в}/K_{пр.п}$) — B». Коэффициент продуктивности при обводнении продукции скважин обозначен $K_{пр.н+в}$,

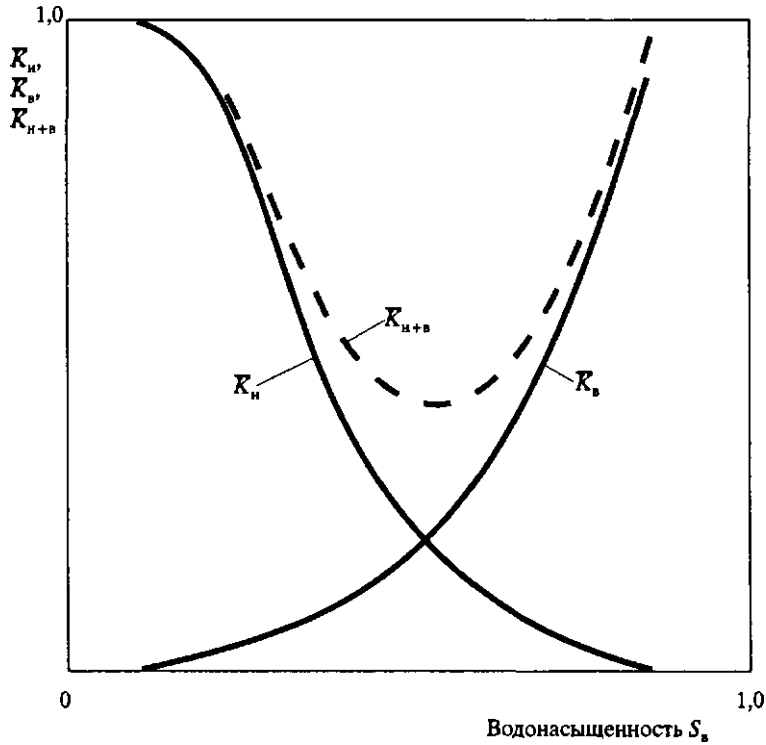


Рис. 3. 18. Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности

а коэффициент продуктивности для безводной продукции — $K_{\text{пр.н}}$. Введем понятие относительного коэффициента продуктивности $\bar{K}_{\text{пр}}$, определяемого так:

$$\bar{K}_{\text{пр}} = \frac{K_{\text{пр.н+в}}}{K_{\text{пр.н}}}. \qquad (3.129)$$

Как видно из рис. 3.19, максимальное значение коэффициента продуктивности соответствует случаям поступления в скважину либо безводной нефти, либо воды. По мере обводнения продукции относительный коэффициент продуктивности снижается до определенной величины обводненности продукции, после достижения которой он возрастает.

Такой характер изменения относительного коэффициента продуктивности качественно полностью согласуется с характером изменения суммарной относительной проницаемости (рис. 3.18).

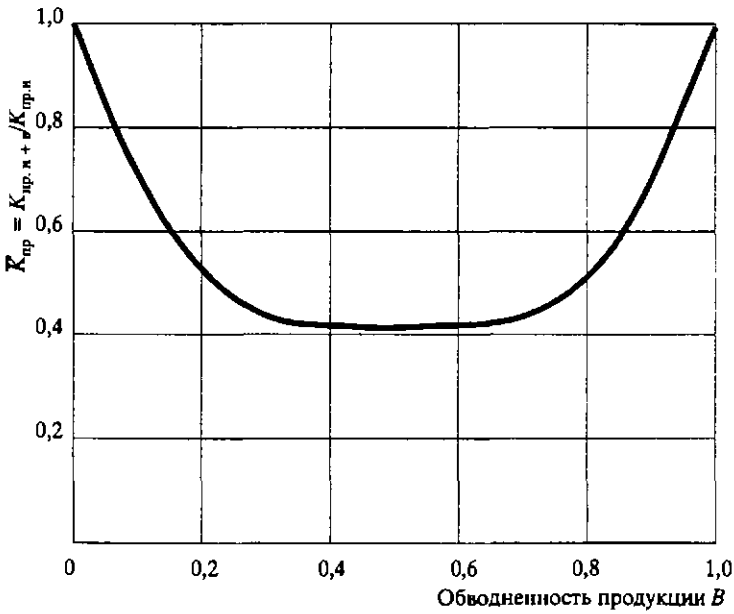


Рис. 3. 19. Зависимость относительного коэффициента продуктивности от обводненности продукции

Таким образом, обводнение продукции скважин сопровождается изменением коэффициента продуктивности, что необходимо учитывать при расчетах технологических процессов добычи нефти.

3.14. СКИН-ЭФФЕКТ

Под скин-эффектом понимается изменение проницаемости фильтрационных каналов вследствие их загрязнения (очистки) твердыми частицами, содержащимися в фильтрующемся флюиде. Сам же процесс загрязнения (очистки) фильтрационных каналов механическими частицами называется кольматацией (декольматацией). Особую важность это имеет для призабойной зоны скважины, в которой имеют место преобладающие потери энергии, фиксируемые, в частности, при исследовании скважины, работающей в нестационарном режиме.

Кольматация призабойной зоны скважины (ПЗС) может происходить в различные периоды жизни скважины, начиная от первичного вскрытия. В процессе первичного вскрытия и последующего цементирования в ПЗС попадают не только фильтраты применяемых растворов, но и частицы дисперсной фазы глинистого и цементного растворов, которые, отлагаясь в фильтрационных каналах, снижают их проницаемость. При первичном вскрытии на репрессии возможно и разрушение цементирующего вещества терригенного коллектора в ПЗС и кольматация фильтрационных каналов. В процессе эксплуатации добывающей скважины кольматация возможна и вследствие облитерации, отложения асфальто-смоло-парафиновых компонентов нефти, солей и т.п. При эксплуатации нагнетательной скважины кольматация возможна из-за отложений в ПЗС механических частиц, поступающих с закачиваемой при ППД водой, а также других твердых примесей (соли, продукты коррозии труб и т.п.).

Процесс кольматации (декольматации) ПЗС и его причины изучены достаточно хорошо и предложены различные технологии, снижающие отрицательное влияние этого явления на фильтрационные характеристики системы.

По-видимому, впервые скин-эффект был введен в решение уравнения пьезопроводности Ван Эвердингеном и Херстом, которое ими записано в виде:

$$\Delta P = \frac{Q\mu в}{4\pi\kappa h}\left(\ln\frac{2{,}25æt}{r_c^2} + 2S'\right),$$

где S' — численная величина, характеризующая дополнительные фильтрационные сопротивления при течении флюида в ПЗС.

Учитывая обозначение (3.50), выражение для вычисления скин-эффекта запишем в виде:

$$S' = \frac{\Delta P}{2B} - \frac{1}{2}\ln\frac{2{,}25æt}{r_c^2}, \qquad (3.130)$$

где r_c — физический радиус скважины (по долоту), м.

Как уже отмечено выше, дополнительные фильтрационные сопротивления зависят от большого количества факторов и могут быть учтены введением понятия приведенного радиуса скважины $r_{пр}$. Подставляя в (3.130) вместо r_c $r_{пр}$, получим:

$$S = \frac{\Delta P}{2B} - \frac{1}{2}\ln\frac{2{,}25æt}{r_{пр}^2}. \qquad (3.131)$$

В данном случае скин-эффект численно характеризует изменение проницаемости ПЗС за определенный период времени. Как следует из (3.131), величина скин-эффекта S может быть:

— положительной — проницаемость ПЗС за определенный промежуток времени ухудшилась;

— отрицательной — проницаемость ПЗС за определенный промежуток времени улучшилась;

— нулевой — проницаемость ПЗС не изменилась.

Таким образом, гидродинамические исследования скважин являются необходимым инструментом контроля за рациональной разработкой месторождений углеводородов и дают реальную информацию, позволяющую оперативно принимать необходимые решения.

ГЛАВА 4
УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ

По мере извлечения углеводородов из залежи естественная энергия, под действием которой флюид течет в добывающие скважины, уменьшается. При этом уменьшаются и дебиты добывающих скважин.

Темп снижения энергии в залежи зависит не только от режима дренирования, но и от извлекаемых запасов нефти и темпов их отбора. В свою очередь, количество добываемой нефти зависит от физических свойств пород и флюидов, от энергетического состояния залежи, от количества скважин и их расположения и т.д.

Если использовать только естественные энергетические источники, то возможно, во-первых, получить невысокие коэффициенты нефтеотдачи или, во-вторых, в значительной степени растянуть сроки разработки месторождения.

Именно поэтому в настоящее время широко применяются методы искусственного воздействия на залежи углеводородов (методы управления процессом выработки запасов). Принципиально эти методы делятся на методы, реализация которых приводит к искусственному воздействию на залежь в целом (интегральное воздействие), и на методы, реализация которых приводит к воздействию только на призабойную зону каждой конкретной скважины (локальное воздействие).

Остановимся на рассмотрении параметров, управление которыми позволяет реализовать как интегральное, так локальное воздействия.

4.1. ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ УПРАВЛЯЕМОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ В ЦЕЛОМ ИЛИ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

Совершенно очевидно, что управление процессом выработки запасов углеводородов связано с искусственным воздействием на определенные параметры, которые мы будем называть управляемыми параметрами.

Основное уравнение притока флюидов в обобщенном виде таково (см. главу 3):

$$Q = \kappa (P_{пл} - P_{заб})^n.$$

В частном случае, когда $n = 1$, уравнение записывается в виде:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu\left(\ln\frac{R_к}{r_с} + C\right)}(P_{пл} - P_{заб}).$$

Проанализируем приведенные выражения. Дебит скважины Q зависит от следующих параметров:

— коэффициента пропорциональности κ;

— пластового давления $P_{пл}$;

— забойного давления $P_{заб}$;

— показателя степени n, характеризующего режим фильтрации флюида;

— проницаемости системы k;

— вязкости флюида μ;

— радиуса контура питания $R_к$;

— физического радиуса скважины $r_с$;

— коэффициента дополнительных фильтрационных сопротивлений C, связанных с изменением геометрии течения флюида в скважину.

Вышеперечисленные параметры являются управляемыми, хотя их влияние на дебит скважины неодинаково.

Рассмотрим параметры, управление которыми может быть реализовано в пределах всей залежи, в пределах ПЗС или в пределах и ПЗС, и всей залежи.

К управляемым параметрам для всей залежи относятся:

— пластовое давление $P_{пл}$;

— проницаемость области дренирования k;

— вязкость флюида μ;

— радиус контура питания $R_к$;

для ПЗС:

— коэффициент пропорциональности κ;

— показатель степени n;

— забойное давление $P_{заб}$;

— проницаемость ПЗС k;

— вязкость флюида μ;

— радиус контура питания $R_к$;

— радиус скважины $r_с$;

— коэффициент C.

В данном анализе предполагается, что толщина пласта h управляемым параметром не является, хотя при определенных условиях разработки залежи этот параметр изменяется и принципиально им можно управлять, воздействуя на $P_{пл}$ и $P_{заб}$. Как следует из вышеизложенного, управляемыми параметрами в пределах ПЗС и всей залежи являются:

— проницаемость k;

— вязкость флюида μ;

— радиус контура питания $R_к$.

Совершенно очевидно, что влияние каждого из перечисленных параметров на дебит скважины неодинаково. Параметры, управление которыми впрямую приводит к увеличению дебита скважины, будем относить к категории безусловно управляемых. К ним относятся: $P_{пл}$, $P_{заб}$, k, μ, $R_к$ и $r_с$.

К категории косвенно управляемых параметров будем относить такие, влияние которых на дебит осуществляется не через прямое воздействие на них, а посредством управления другими параметрами: коэффициент пропорциональности κ, показатель режима фильтрации n, коэффициент дополнительных фильтрационных сопротивлений C.

Несмотря на то, что параметры $R_к$ и $r_с$ относятся к безусловно управляемым, их изменение в достаточно широком диапазоне не приведет к существенному росту дебита, т.к. эти параметры находятся под знаком логарифма.

Таким образом, к основным управляемым параметрам, искусственное воздействие на которые приводит к существенно положительным результатам, относятся:

— пластовое давление $P_{пл}$;

— вязкость флюида μ;

— проницаемость k;

— забойное давление $P_{заб}$.

На искусственном управлении величиной пластового давления построены многочисленные методы поддержания пластового давления (ППД) закачкой в залежь различных флюидов (вода, газ и др.).

Искусственное управление в пределах залежи величиной μ связано с различными термическими методами (закачка пара, горячей воды, различные модификации внутрипластового горения), а также с определенными физико-химическими методами (закачка в за-

лежь различных растворителей, углеводородных и неуглеводородных газов, например CO_2 и др.).

Несмотря на то, что принципиально возможно управлять проницаемостью области дренирования, стоимость таких работ сегодня является запредельной и всерьез говорить о таком управлении не приходится. Управление же проницаемостью призабойной зоны скважин с коллекторами самых различных типов сегодня широко распространено и реализуется различными, достаточно многочисленными способами.

На искусственном управлении забойным давлением базируются многочисленные способы, в том числе и широко известный форсированный отбор жидкости.

На основе выполненного анализа управляемых параметров возможно построение классификации методов и способов управления процессом выработки запасов, одной из основных задач которого является достижение максимально возможного коэффициента нефтеотдачи.

4.2. О КОЭФФИЦИЕНТЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

Являясь одной из важнейших характеристик процесса выработки запасов, коэффициент нефтеотдачи, определяемый отношением объема добытой на поверхность нефти к объему балансовых (геологических) запасов, должен иметь единую и физически обоснованную методологию расчета. К сожалению, сегодня расчет этой характеристики ведется зачастую по малопонятным методикам с использованием еще менее понятных пересчетных коэффициентов.

Рассмотрим методологию расчета коэффициента нефтеотдачи, следуя логике И.И. Дунюшкина.

Коэффициент нефтеотдачи η в общем виде таков:

$$\eta \equiv \frac{V_{доб}}{V_{зап}}, \qquad (4.1)$$

где $V_{доб}$, $V_{зап}$ — соответственно объем добытой на поверхность нефти и объем балансовых (геологических) запасов, м^3.

Принципиальным является вопрос: при каких термобарических условиях рассчитываются названные объемы? В процессе выработки запасов начальные пластовые условия (пластовое начальное дав-

ление $P_{\text{пласт}}$ и пластовая начальная температура $T_{\text{пласт}}$) меняются, что соответствующим образом изменяет и объемы нефти, добываемые в различные временные интервалы. Чтобы получать в этом случае сопоставимые между собой величины текущих коэффициентов нефтеотдачи, необходимо приводить объемы добываемой нефти к каким-либо неизменным термобарическим условиям, принимая, что состав нефти в процессе выработки запасов не изменяется. Предлагается при расчетах текущих коэффициентов нефтеотдачи соответствующие объемы добываемой нефти приводить к начальным пластовым условиям $P_{\text{пласт}}$ и $T_{\text{пласт}}$. Балансовые запасы при этом также должны быть вычислены при начальных термобарических пластовых условиях.

Совершенно очевидно, что объем добытой на поверхность нефти таков:

$$V_{\text{доб}} = V_{\text{зап}}^{\text{охв}} - V_{\text{ост}}^{\text{охв}}, \tag{4.2}$$

где $V_{\text{зап}}^{\text{охв}}$, $V_{\text{ост}}^{\text{охв}}$ — соответственно балансовые запасы нефти в охваченном процессом выработки объеме порового пространства пласта и оставшаяся (неизвлеченная) в этом объеме порового пространства породы нефть, м^3.

Охваченный в реальности процессом выработки объем запасов нефти $V_{\text{зап}}^{\text{охв}}$ может соотноситься с балансовыми запасами следующим образом

$$V_{\text{зап}}^{\text{охв}} \le V_{\text{зап}}. \tag{4.3}$$

Введем понятие коэффициента охвата балансовых запасов процессом выработки $\eta_{\text{охв}}$, который будем определять так:

$$\eta_{\text{охв}} = \frac{V_{\text{пор}}^{\text{охв}}}{V_{\text{пор}}}, \tag{4.4}$$

где $V_{\text{пор}}$ — объем порового пространства пласта, в котором находятся балансовые запасы нефти, м^3;

$V_{\text{пор}}^{\text{охв}}$ — объем порового пространства пласта, охваченный процессом выработки и в котором находится часть балансовых запасов, м^3.

Очевидно, что $0 < \eta_{\text{охв}} \le 1$.

Нефтенасыщенность $S_{\text{н}}$ характеризуется долей нефти в объеме

пор, т.е. отношением объема балансовых запасов $V_{зап}$ к объему порового пространства $V_{пор}$

$$S_{п} = \frac{V_{зап}}{V_{пор}}. \qquad (4.5)$$

В дальнейшем изложении соответствующие параметры будем рассматривать приведенными к начальным термобарическим условиям пласта.

Балансовые запасы нефти в охваченном процессом выработки объеме пласта таковы:

$$\left(V_{зап}^{охв}\right)_{пл} = V_{зап}^{охв} \cdot \overline{в}_{нач}, \qquad (4.6)$$

а остаточные запасы:

$$\left(V_{ост}^{охв}\right)_{пл} = V_{ост}^{охв} \cdot \overline{в}_{ост}, \qquad (4.7)$$

где $\left(V_{зап}^{охв}\right)_{пл}$, $\left(V_{ост}^{охв}\right)_{пл}$ — соответствующие объемы нефти, приведенные к начальным пластовым условиям, м^3;

$\overline{в}_{нач}$, $\overline{в}_{ост}$ — средний объемный коэффициент нефти при начальных пластовых условиях и таковой для остаточной нефти соответственно.

С другой стороны:

$$\left(V_{зап}^{охв}\right)_{пл} = V_{пор}^{охв} \cdot \overline{S}_{н.нач}, \qquad (4.8)$$

$$\left(V_{ост}^{охв}\right)_{пл} = V_{пор}^{охв} \cdot \overline{S}_{н.ост}, \qquad (4.9)$$

где $\overline{S}_{н.нач}$, $\overline{S}_{н.ост}$ — средняя начальная и остаточная нефтенасыщенность в охваченном процессом выработки объеме порового пространства пласта.

Приравнивая правые части выражений (4.6) и (4.8), а также (4.7) и (4.9), получим:

$$V_{зап}^{охв} = V_{пор}^{охв} \frac{\overline{S}_{н.нач}}{\overline{в}_{нач}}, \qquad (4.10)$$

$$V_{ост}^{охв} = V_{пор}^{охв} \frac{\overline{S}_{н.ост}}{\overline{в}_{ост}}. \qquad (4.11)$$

По аналогии с выражениями (4.6) и (4.8) запишем:

$$V_{\text{зап}} = \frac{(V_{\text{зап}})_{\text{пл}}}{\overline{\beta}^{*}_{\text{нач}}}, \tag{4.12}$$

$$(V_{\text{зап}})_{\text{пл}} = V_{\text{пор}} \cdot \overline{S}^{*}_{\text{н.нач}}, \tag{4.13}$$

откуда:

$$V_{\text{зап}} = V_{\text{пор}} \frac{\overline{S}^{*}_{\text{н.нач}}}{\overline{\beta}^{*}_{\text{нач}}}. \tag{4.14}$$

В общем случае $\overline{\beta}^{*}_{\text{нач}} \neq \overline{\beta}_{\text{нач}}$ и $\overline{S}^{*}_{\text{н.нач}} \neq \overline{S}_{\text{н.нач}}$, т.к. в неохваченном процессом выработки объеме порового пространства пласта и средний объемный коэффициент нефти $\overline{\beta}^{*}_{\text{нач}}$, и средняя начальная нефтенасыщенность $\overline{S}^{*}_{\text{н.нач}}$ могут отличаться от таковых в охваченном процессом выработки объеме порового пространства.

Для дальнейшего рассмотрения примем:

$$\frac{\overline{S}_{\text{н.нач}}}{\overline{\beta}_{\text{нач}}} = \frac{\overline{S}^{*}_{\text{н.нач}}}{\overline{\beta}^{*}_{\text{нач}}} = \frac{S_{\text{н.нач}}}{\beta_{\text{нач}}} \tag{4.15}$$

С учетом (4.15) выражения (4.10) и (4.11) перепишем в виде:

$$V^{\text{охв}}_{\text{зап}} = V^{\text{охв}}_{\text{пор}} \frac{S_{\text{н.нач}}}{\beta_{\text{нач}}}, \tag{4.16}$$

$$V^{\text{охв}}_{\text{ост}} = V^{\text{охв}}_{\text{пор}} \frac{S_{\text{н.ост}}}{\beta_{\text{ост}}}. \tag{4.17}$$

Подставляя (4.16) и (4.17) в (4.2), получим:

$$V_{\text{доб}} = V^{\text{охв}}_{\text{пор}} \left(\frac{S_{\text{н.нач}}}{\beta_{\text{нач}}} - \frac{S_{\text{н.ост}}}{\beta_{\text{ост}}} \right). \tag{4.18}$$

При подстановке (4.18), (4.14) с учетом (4.15) в выражение (4.1) имеем:

$$\eta = \frac{V^{\text{охв}}_{\text{пор}}}{V_{\text{пор}}} \left(1 - \frac{S_{\text{н.ост}}}{\beta_{\text{ост}}} \cdot \frac{\beta_{\text{нач}}}{S_{\text{н.нач}}} \right)$$ или с учетом выражения (4.4)

$$\eta = \eta_{\text{охв}} \left(1 - \frac{S_{\text{н.ост}}}{S_{\text{н.нач}}} \cdot \frac{\theta_{\text{нач}}}{\theta_{\text{ост}}} \right). \quad (4.19)$$

Обозначим «извлеченный» объемный коэффициент нефти через $\theta_{\text{изв}}$, который равен:

$$\theta_{\text{изв}} = \theta_{\text{нач}} - \theta_{\text{ост}}. \quad (4.20)$$

Отношение «извлеченного» объемного коэффициента к начальному назовем коэффициентом, учитывающим объемные свойства нефти, изменяющиеся при изменении начальных пластовых условий $\eta_{\text{об}}$:

$$\eta_{\text{об}} = \frac{\theta_{\text{изв}}}{\theta_{\text{нач}}} = 1 - \frac{\theta_{\text{ост}}}{\theta_{\text{нач}}}. \quad (4.21)$$

Заменим в выражении (4.19) сомножитель $\frac{\theta_{\text{нач}}}{\theta_{\text{ост}}}$ через объемный коэффициент $\eta_{\text{об}}$ из (4.21):

$$\eta = \eta_{\text{охв}} \left[1 - \frac{S_{\text{н.ост}}}{S_{\text{н.нач}}} \cdot \frac{1}{(1 - \eta_{\text{об}})} \right]. \quad (4.22)$$

Пределами изменения объемного коэффициента являются:

$$0 \le \eta_{\text{об}} \le \left(1 - \frac{1}{\theta_{\text{нач}}} \right), \quad (4.23)$$

при этом правый предел исходит из условия, что $\theta_{\text{ост}} = 1$.

Остаточную нефтенасыщенность $S_{\text{н. ост}}$ можно рассчитать как разность начальной $S_{\text{н.нач}}$ и «извлеченной» $S_{\text{н. изв}}$ нефтенасыщенности:

$$S_{\text{н.ост}} = S_{\text{н.нач}} - S_{\text{н.изв}}. \quad (4.24)$$

Введем понятие коэффициента замещения $\eta_{\text{зам}}$ как отношение «извлеченной» нефтенасыщенности из охваченного процессом выработки объема порового пространства за счет внедрения в поровое пространство пласта замещающего флюида, например, воды к начальной нефтенасыщенности:

$$\eta_{\text{зам}} = \frac{S_{\text{н.изв}}}{S_{\text{н.нач}}}. \quad (4.25)$$

Тогда с учетом (4.25) выражение (4.22) перепишем так:

$$\eta = \eta_{охв}\left[1-(1-\eta_{зам})\frac{1}{(1-\eta_{об})}\right]. \qquad (4.26)$$

В полученном выражении второй сомножитель можно назвать коэффициентом вытеснения $\eta_{выт}$:

$$\eta_{выт} = 1-(1-\eta_{зам})\frac{1}{(1-\eta_{об})}, \qquad (4.27)$$

с учетом чего выражение (4.26) окончательно запишется в виде:

$$\eta = \eta_{охв} \cdot \eta_{выт} \cdot \qquad (4.28)$$

Анализ выражения (4.27) показывает, что на любом временном этапе разработки месторождения второе слагаемое должно удовлетворять следующему условию:

$$\left[(1-\eta_{зам})\Big/(1-\eta_{об})\right] < 1, \qquad (4.29)$$

откуда вытекает, что величины начальной и остаточной нефтенасыщенности ($\eta_{зам}$) жестко связаны с величинами начального и «остаточного» объемного коэффициента нефти ($\eta_{ост}$) и не могут задаваться произвольно.

Кроме того, при $в_{нач} = в_{ост}$ $\eta_{об} = 0$, и как это следует из (4.27):

$$\eta_{выт} = \eta_{зам}, \qquad (4.30)$$

а выражение (4.28) записывается в этом случае так:

$$\eta = \eta_{охв} \cdot \eta_{зам}. \qquad (4.31)$$

Для случая, когда в объем порового пространства замещающий флюид не внедряется, коэффициент замещения равен нулю:

$$\eta_{зам} = 0. \qquad (4.32)$$

При этом, в соответствии с условием (4.29) $\eta_{об} = 0$, а коэффициент вытеснения по (4.27) также становится равным нулю. Коэффициент замещения, как следует из его определения по выражению (4.25), изменяется в пределах

$$0 \le \eta_{зам} \le 1. \qquad (4.33)$$

Таким образом, количественная оценка текущего коэффициента нефтеотдачи может быть выполнена по зависимости (4.26).

Выше было отмечено, что свойства нефти, в частности, объемный коэффициент взаимосвязан с характеристиками замещения

нефти флюидом, например, водой. Рассмотрим данный вопрос более подробно.

4.3. ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ ПРОДУКЦИИ И ПЛАСТА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ЗАМЕЩЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ

Рассматривая замещение нефти водой при любой системе заводнения, принимаем, что закон Дарси остается справедливым.

По определению, обводненность B добываемой продукции скважины такова:

$$B = \frac{Q_в}{Q_в + Q_н}, \tag{4.34}$$

где $Q_в$, $Q_н$ — соответственно объемный дебит скважины по воде и нефти, м^3/с.

Используя уравнение Дюпюи, запишем:

$$Q_н = \frac{2\pi k_н h\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{в_н \mu_н \ln\dfrac{R_к}{r_{пр}}}, \tag{4.35}$$

$$Q_в = \frac{2\pi k_в h\left(P_{пл} - P_{заб}\right)}{в_в \mu_в \ln\dfrac{R_к}{r_{пр}}}, \tag{4.36}$$

где $k_н$, $k_в$ – соответственно фазовые проницаемости для нефти и воды, зависящие от насыщенности, м^2;

$в_н$, $в_в$ – соответственно объемные коэффициенты нефти и воды;

$\mu_н$, $\mu_в$ – соответственно вязкость нефти и воды в пластовых условиях, Па с.

Подставляя (4.35) и (4.36) в (4.34), получим:

$$B = \frac{k_в}{k_в + \dfrac{в_в}{в_н}\dfrac{\mu_в}{\mu_н} k_н} \quad \text{или}$$

$$B = \frac{1}{1 + \dfrac{в_в}{в_н}\dfrac{\mu_в}{\mu_н}\dfrac{k_н}{k_в}}. \tag{4.37}$$

Анализ данного выражения позволяет установить влияние отдельных параметров пласта и жидкости на эффективность замещения нефти водой.

Рассмотрим для примера влияние соотношения вязкости нефти и воды. Примем $\frac{\theta_н}{\theta_в} = 1$, $\frac{k_н}{k_в} = 1$. Тогда выражение (4.37) будет:

$$B = \frac{1}{1 + \frac{\mu_в}{\mu_н}}, \qquad (4.38)$$

т.е. соотношение вязкостей воды и нефти определяет процесс обводнения добывающих скважин; при этом чем меньше вязкость нефти в пластовых условиях, тем медленнее обводняется добывающая скважина и эффективнее процесс замещения нефти водой.

Оценим максимально возможный (теоретический) коэффициент нефтеотдачи при замещении нефти водой, для чего рассмотрим кривые относительных фазовых проницаемостей на рис. 4.1.

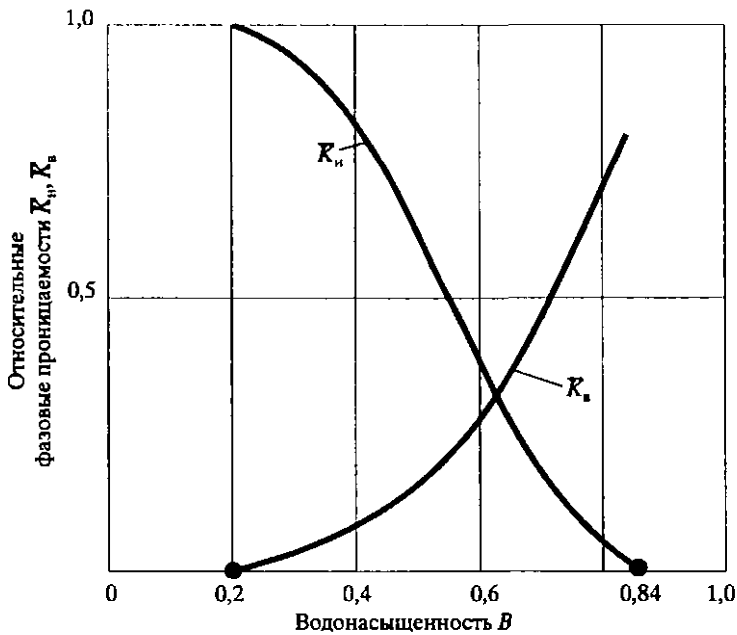


Рис. 4.1. Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности

Принимаем:
начальная водонасыщенность $S_{в.нач} = 0{,}20$;
конечная водонасыщенность $S_{в.кон} = 0{,}84$.
Объем извлеченной нефти при замещении нефти водой $V_{н.изв}$:

$$V_{н.изв} = (S_{в.кон} - S_{в.нач})V_{пор}, \quad (4.39)$$

а балансовые запасы $V_{н.бал}$:

$$V_{н.бал} = (1 - S_{в.нач})V_{пор}. \quad (4.40)$$

Принимая коэффициент охвата $\eta_{охв} = 1$, коэффициент нефтеотдачи η выразим так:

$$\eta = \frac{V_{н.изв}}{V_{н.бал}} = \frac{S_{в.кон} - S_{в.нач}}{1 - S_{в.нач}}. \quad (4.41)$$

Подставляя в (4.41) значения $S_{в.нач}$ и $S_{в.кон}$, получим:

$$\eta = \frac{0.84 - 0.20}{1 - 0.20} = \frac{0.64}{0.8} = 0.8,$$

т.е. теоретически возможный коэффициент нефтеотдачи при замещении нефти водой (при бесконечной промывке пласта) не превышает 80%.

4.4. КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ИСКУССТВЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

Исходя из анализа управляемых факторов, можно построить классификацию методов искусственного воздействия как на пласт в целом, так и на призабойную зону каждой конкретной скважины.

По принципу действия все методы искусственного воздействия делятся на следующие группы:

1. Гидрогазодинамические.
2. Физико-химические.
3. Термические.
4. Комбинированные.

Среди методов искусственного воздействия на пласт наибольшее распространение получили гидрогазодинамические методы, связанные с управлением величиной пластового давления путем закачки в залежь различных флюидов. Сегодня более 90% добываемой в России нефти связано с методами регулирования пластового давления путем закачки в залежь воды, называемыми методами

поддержания пластового давления (ППД) заводнением. На ряде месторождений ППД осуществляется закачкой газа.

Анализ разработки месторождений показывает, что если пластовое давление невысоко, контур питания достаточно удален от скважин или режим дренирования не является активным, темпы извлечения нефти могут оказаться достаточно низкими; низким оказывается и коэффициент нефтеотдачи. Во всех этих случаях использование той или иной системы ППД является необходимым.

Таким образом, основные проблемы управления процессом выработки запасов путем искусственного воздействия на пласт связаны с изучением заводнения.

Существенно более широким спектром возможностей обладают методы искусственного воздействия на призабойные зоны скважины.

Воздействие на ПЗС осуществляется уже на стадии первичного вскрытия продуктивного горизонта в процессе строительства скважины, которое, как правило, приводит к ухудшению свойств призабойной зоны. Наибольшее распространение получили методы воздействия на призабойную зону в процессе эксплуатации скважин, которые, в свою очередь, делятся на методы интенсификации притока или приемистости и на методы ограничения или изоляции притока воды (ремонтно-изоляционные работы — РИР).

Классификация методов воздействия на ПЗС с целью интенсификации притока или приемистости представлена в табл. 4.1, а для ограничения или изоляции водопритоков — в табл. 4.2.

Совершенно очевидно, что приведенные таблицы, являясь достаточно полными, содержат только наиболее апробированные на практике методы искусственного воздействия на ПЗС. Они не исключают, а наоборот, предполагают необходимость дополнений как по методам воздействия, так и по используемым материалам.

Прежде чем перейти к рассмотрению методов управления процессом выработки запасов, отметим, что объектом изучения является сложная система, состоящая из залежи (нефтенасыщенная зона и область питания) со своими коллекторскими свойствами и насыщающими флюидами и определенного количество скважин, системно размещенных на залежи. Эта система является единой в гидродинамическом отношении, откуда следует, что любое изменение в каком-либо ее элементе автоматически приводит к соответствующему изменению в работе всей системы, т.е. данная система авторегулируема.

Таблица 4.1.

Методы интенсификации притока и приемистости

Гидрогазодинамические	Физико-химические	Термические	Комбинированные
1. Гидроразрыв пласта (ГРП) 2. Гидропескоструйная перфорация (ГПП) 3. Создание многократных депрессий (с использованием газов, пен) специальными устройствами для очистки скважин (УОС) 4. Волновое или вибрационное воздействие 5. Имплозионное воздействие 6. Декомпрессионная обработка 7. Щелевая разгрузка 8. Кавитационно-волновое воздействие	1. Кислотные обработки — соляной кислотой — плавиковой кислотой — серной кислотой — сульфаминовой кислотой и др. 2. Воздействие растворителями — нефтерастворимыми (гексановая фракция, толуол, бензол, ШФЛУ и др.) — водорастворимыми (ацетон, метиловый спирт, этиленгликоль и др.) 3. Обработка ПЗС растворами ПАВ — водными растворами (ОП-10, превоцел N-G-12, неонол АФ9-12, карпатол, сульфанол и др.) — растворами на углеводородной основе (ОП-4, АФ9-4, стеарокс-6, композиции ИХН-6, ИХН-100 и др.) 4. Обработка ПЗС ингибиторами солеотложений, включающих комплексоны, сульфосоединения и этиленгликоль 5. Обработка ПЗС гидрофобизаторами	1. Электропрогрев — стационарный — циклический 2. Паротепловые обработки скважин (ПТОС) 3. Прокачки горячей нефти 4. Импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ)	1. Термокислотная обработка 2. Термогазохимическое воздействие (ТГХВ) 3. Гидрокислотный разрыв пласта 4. Направленное кислотное воздействие в сочетании с ГПП 5. Повторная перфорация в специальных растворах кислоты, ПАВ, растворителей и др. 6. ТГХВ в активной среде (кислота, растворители) 7. Термоакустическое воздействие 8. Электрогидравлическое воздействие 9. Внутрипластовое окисление легких углеводородов 10. Последовательное воздействие пульсатором и управляемыми циклическими депрессиями 11. Одновременная обработка и очистка ПЗС тандемной установкой «пульсатор-забойный эжектор» с добавками в рабочем агенте

Таблица 4.2.

Методы ограничения, изоляции водопритоков и выравнивания профилей притока (приемистости)

Добывающие скважины	Нагнетательные скважины
1. Закачка углеводородных жидкостей высокой вязкости (мазут, окисленная нефть или битум и др.) 2. Закачка гидрофобизаторов 3. Закачка цементного раствора на углеводородной основе под высоким давлением 4. Закачка двух- и трехфазных пен 5. Закачка гелевых систем на базе кремнийорганики 6. Закачка гелеобразующих составов типа ГОС-1, ГОС-2, растворов полимеров, гипана, силиката натрия и др. 7. Закачка вязкоупругих систем (ВУС) 8. Закачка водонефтяных эмульсий 9. Закачка суспензий закупоривающего материала 10. Закачка водного раствора облученного полиакриламида (темпоскрина)	1. Закачка суспензий гашеной извести 2. Закачка полимерной суспензии 3. Закачка ВУС 4. Закачка гелеобразующих составов типа ГОС-1, ГОС-2, растворов гипана, силиката натрия, хлористого кальция 5. Закачка раствора силиката натрия с раствором хлористого кальция или биополимеров 6. Поэтапная закачка водоизолирующих материалов

По целевому назначению все методы искусственного воздействия делятся на две группы:

1. Методы, связанные с регулированием (поддержанием) энергетического состояния залежи.

2. Методы, связанные с регулируемым изменением основных физических характеристик коллектора или флюида.

4.5. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Регулирование пластового давления может быть осуществлено:

1. Закачкой воды

— по периферии залежи – законтурное заводнение;

— в нефтенасыщенную часть залежи – приконтурное и внутриконтурное заводнение.

Внутриконтурное заводнение, в свою очередь, может быть реализовано в виде:

— разрезания месторождения линейными или нелинейными рядами нагнетательных скважин;

— блочной системы заводнения;

— избирательного заводнения, одним из видов которого является очаговое заводиение.

2. Закачкой газа в повышенные участки залежи.

3. Одновременной закачкой воды и газа.

Крупные нефтяные месторождения платформенного типа могут не иметь регулярного внешнего контура нефтеносности и в этом случае контур будет понятием в значительной степени условным, что видно из рис. 4.2. Видно, что не существует единой непрерывной линии контакта воды и нефти, вследствие чего возникают значительные трудности при организации удовлетворительного законтурного заводнения. Нагнетание воды в залежь приводит не только к повышению темпов отбора нефти, но и к росту пластового и забойного давлений в добывающих скважинах, что увеличивает период их фонтанирования. С другой стороны, закачка воды в залежь приводит к прорывам воды в добывающие скважины и преждевременному их обводнению.

Потенциал залежи (или месторождения) определяется размерами и конфигурацией, ее строением, физическими свойствами системы (горные породы + флюиды), энергетическим состоянием (пластовое давление, давление насыщения, газонасыщенность нефти), давлением на контуре питания и на линии отбора, расстоянием между ними, числом и системой размещения скважин и др. Кроме того, темп отбора нефти зависит и от отношения площади залежи (нефтенасыщенной) $F_з$ к длине контура нефтенасыщенности $L_н$. На практике это отношение может оказаться таким, что время разработки залежи будет чрезвычайно большим вследствие консервации ее центральной части даже при законтурном заводнении. Тем не менее, в этом случае время разработки залежи до проектного коэффициента нефтеотдачи может быть существенно сокращено искусственным изменением данного отношения.

Выбор того или другого метода ППД заводнением определяется рядом причин геологического, технологического, технического и экономического порядка. При законтурном заводнении, если нагнетательные скважины размещаются линейными рядами в водонасыщенной части залежи (области питания), а добывающие — в нефтенасыщенной части, для месторождений платформенного типа расстояние между этими рядами может быть достаточно большим (см. рис. 4.2), и законтурное заводнение станет малоэффективным из-за сравнительно низких дебитов нефти и значительного оттока закачиваемой воды во внешнюю водоносную область.

Повышение давления нагнетания воды приводит к увеличению потери закачиваемой воды во внешнюю водоносную область. Приближение ряда добывающих скважин к нагнетательному опасно тем, что часть добывающих скважин оказывается в обводненной части залежи. При приближении ряда нагнетательных скважин к добывающему часть целиков нефти оказывается за линией нагнетания, и нефть из этих целиков может быть не извлечена.

С целью повышения эффективности управления процессом выработки запасов путем заводнения возможен переход от законтурного заводнения к приконтурному. Максимально приближая нагнетательный ряд к добывающему и рискуя не охватить процессом разработки некоторую часть целиков нефти, можно существенно повысить отбор нефти из ряда (рядов) добывающих скважин. При

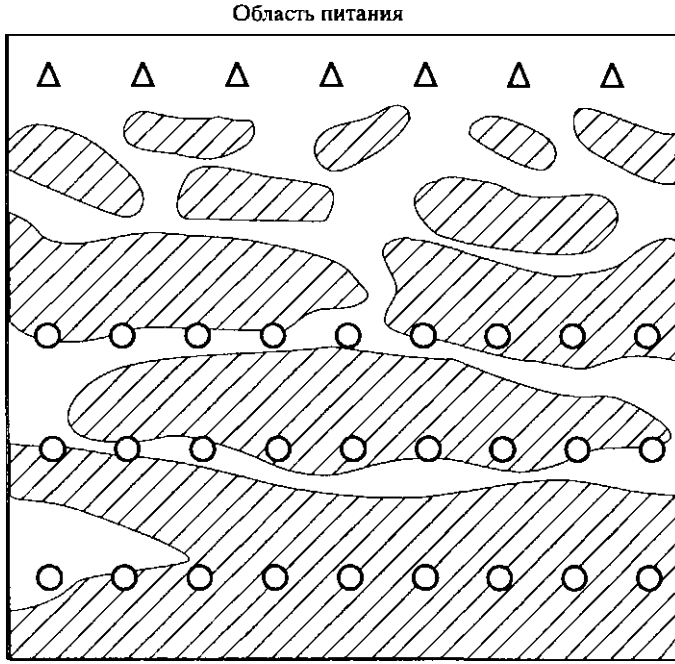


Рис. 4.2. Фрагмент приконтурной части месторождения платформенного типа (к понятию внешнего контура нефтеносности): Δ — нагнетательные скважины; ○ — добывающие скважины; ▭ — вода; ▨ — нефть

этом ряд нагнетательных скважин следует располагать вблизи внутреннего контура нефтеносности, разделяя всю залежь на две части самостоятельной разработки: чисто нефтяную и водонефтяную.

Для крупных месторождений законтурное или приконтурное заводнение может оказаться недостаточно эффективным вследствие чрезмерного времени выработки запасов. В этом случае возможно разрезание крупного месторождения рядами нагнетательных скважин на отдельные площади, подобные нефтяным залежам небольших размеров с законтурным заводнением (внутриконтурное заводнение).

Опыт разработки ряда крупных месторождений позволил установить, что внутриконтурное заводнение значительно эффективнее законтурного. Определенный практический интерес представляют такие системы внутриконтурного заводнения, как:

— площадное заводнение с равномерно рассредоточенным размещением нагнетательных скважин среди добывающих;

— избирательное заводнение с учетом зональной и послойной неоднородности.

Проф. В.Н. Щелкачев отмечает, что при разработке крупного нефтяного месторождения с внутриконтурным заводнением нельзя его представлять в виде простой суммы небольших и средних нефтяных месторождений с законтурным заводнением без учета неоднородностей пласта и особенностей его строения.

Расчеты показывают и практика подтверждает, что площадное заводнение может обеспечить увеличение дебита добываюших скважин в сравнении с внутриконтурным рядным заводнением. Еще более высокие дебиты добывающих скважин можно получить при реализации избирательного заводнения.

4.6. ВИДЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПУТЕМ ЗАВОДНЕНИЯ

4.6.1. ЗАКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Управление процессом выработки запасов в этом случае осуществляется через систему нагнетательных скважин, пробуренных в виде ряда, расположенного на определенном расстоянии от внешнего контура нефтеносности. Практика реализации законтурного заводнения показала, что это расстояние не должно превышать 800 м. При таком удалении нагнетательного ряда от внешнего контура нефтеносности достигается равномерное воздействие на него, предотв-

ращаются или минимизируются условия образования языков обводнения и прорывы закачиваемой воды в добывающие скважины. При этом расстояние от ряда нагнетательных скважин до первого ряда добывающих не должно существенно отличаться от 1,5–2,0 км.

Условия, благоприятные для применения законтурного заводнения:

— высокая гидропроводность и пьезопроводность пласта, что обуславливает хорошую гидродинамическую связь нефтенасыщенной области с областью искусственного питания (ряд нагнетательных скважин);

— пласт однородный;

— пластовое давление $P_{пл}$ больше давления насыщения $P_{нас}$, $P_{пл} > P_{нас}$;

— отсутствие газовой шапки;

— значительные запасы нефти;

— определенная вязкость нефти в пластовых условиях;

— отсутствие тектонических нарушений (сбросов, взбросов и др.);

— сравнительно небольшие по размерам залежи нефти, когда отношение нефтенасыщенной площади залежи $F_з$ к длине контура нефтеносности $L_н$ не превышает 2 км.

Совершенно очевидно, что наилучшие показатели законтурного заводнения будут получены при соблюдении всех вышеперечисленных условий, хотя на практике это не всегда возможно.

К недостаткам законтурного заводнения относятся:

— невысокий КПД процесса, т.к. давление нагнетания должно быть достаточным для преодоления сравнительно больших фильтрационных сопротивлений между рядами нагнетательных и добывающих скважин, расстояние между которыми может достигать 2 км;

— повышенный расход воды за счет оттока ее в область питания (за линию нагнетательных скважин);

— вероятность образования языков и конусов обводнения.

Языки обводнения образуются в реальных пластах вследствие неоднородности их строения. Если на залежи имеются зоны повышенной проницаемости (рис. 4.3 а), в этих зонах регулярное перемещение фронта вытеснения нарушается и начинается образование языков обводнения, которые трансформируют внешний контур нефтеносности. Добывающие скважины, которых достиг язык обводнения, резко обводняются, что отрицательно сказывается на процессе выработки запасов. В этом случае необходимо регулировать режимы работы как обводняющихся добывающих скважин, так и скважин расположен-

ных рядом, а также существенно ограничивать давление и объем закачиваемой воды в нагнетательные скважины, которые являются причиной обводнения добывающих, и кроме того, изменяют режимы работы других, рядом расположенных нагнетательных скважин.

Образование конусов обводнения связано с трансформацией водонефтяного контакта (рис. 4.3 б). Когда трансформирующийся ВНК достигает скважины, наступает первая стадия обводнения. Со

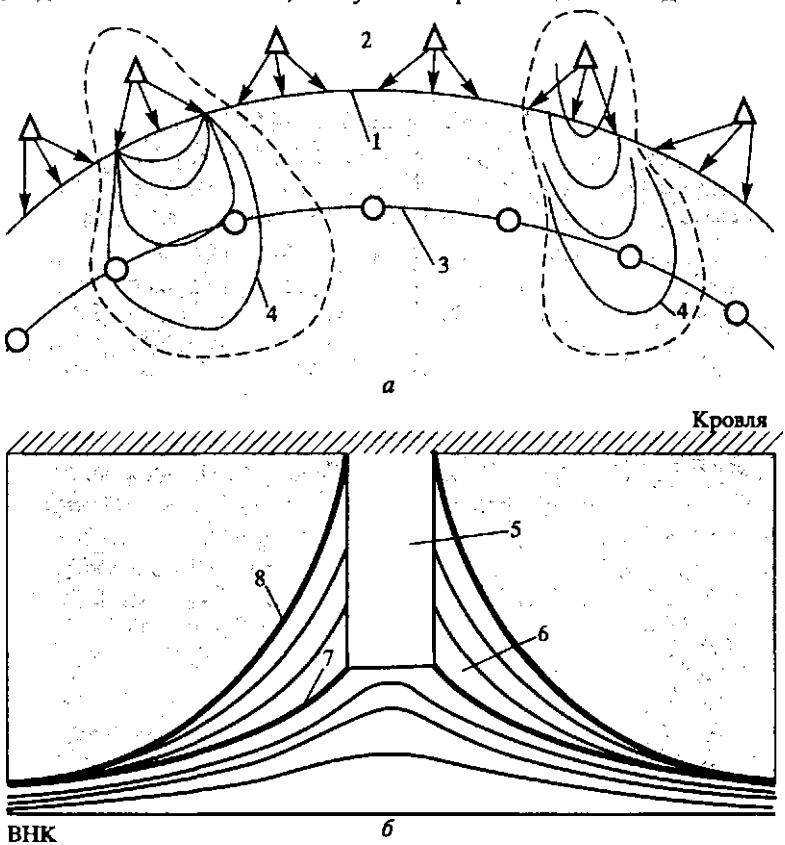


Рис. 4.3. Схематическое представление образования языков (а) и конуса (б) обводнения: ( ) — зоны повышенной проницаемости;

1 — внешний контур нефтеносности; 2 —ряд нагнетательных скважин; 3 — ряд добывающих скважин; 4 — языки обводнения; 5 — добывающая скважина; 6 — конус обводнения; 7 — первая стадия обводнения скважины; 8 — вторая стадия обводнения скважины

временем ВНК достигает кровли пласта (II стадия обводнения), и скважина обводняется полностью. Из схемы рис. 4.3 б видно, что в этом случае значительные объемы нефти в окрестности скважины остаются неизвлеченными и текущий коэффициент нефтеотдачи снижается. Существуют определенные способы предотвращения, либо регулирования процесса конусообразования.

4.6.2. ПРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Приконтурное заводнение рекомендуется применять в тех случаях, когда реализация законтурного заводнения невозможна, на-

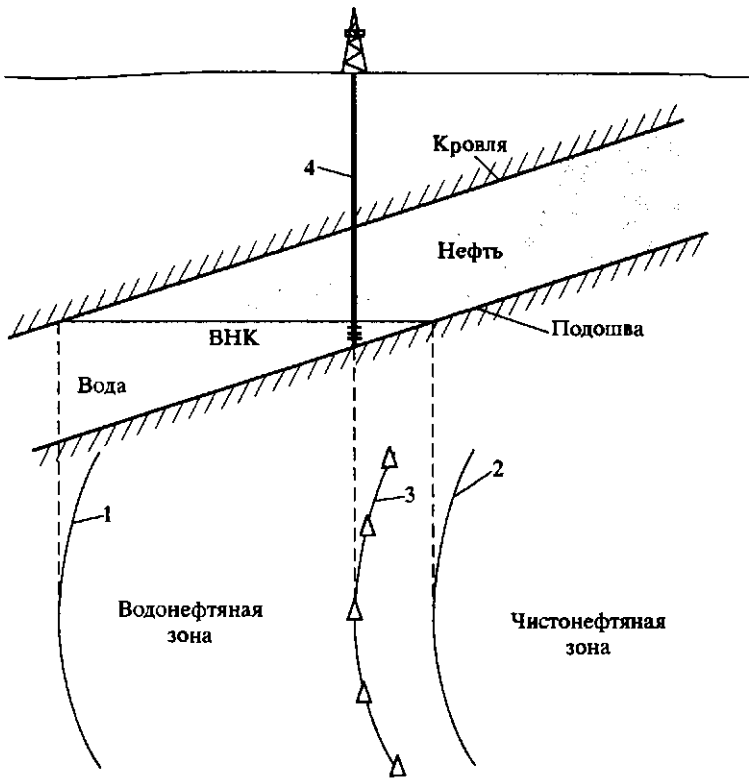


Рис. 4.4. Схема реализации приконтурного заводнения:

1 — внешний контур нефтеносности; 2 — внутренний контур нефтеносности; 3 — ряд нагнетательных скважин; 4 — нагнетательная скважина

пример, по причине того, что расстояние от внешнего контура нефтеносности до ряда нагнетательных скважин становится существенно бóльшим 800 м. В этом случае эффективность законтурного заводнения становится неоправданно низкой.

Для таких месторождений целесообразно применение так называемого приконтурного заводнения, при котором ряд нагнетательных скважин располагается между внешним и внутренним контурами нефтеносности, причем ближе к внутреннему контуру нефтеносности (рис. 4.4). В этом случае необходимо рассматривать две самостоятельные зоны разработки: водо-нефтяную (зона между внешним и внутренним контурами нефтеносности) и чисто нефтяную (зона в пределах внутреннего контура нефтеносности).

Приконтурное заводнение рекомендуется применять при:

— низкой гидродинамической связи нефтенасыщенной части залежи с областью питания, в том числе и при тектонических нарушениях в области питания (сбросы, взбросы и др.);

— больших расстояниях между внешним и внутренним контурами нефтеносности;

— малых размерах залежи.

Приближение искусственного контура питания к внутреннему контуру нефтеносности, а следовательно, и к ряду добывающих скважин, интенсифицирует выработку запасов за счет снижения фильтрационных сопротивлений. Вместе с тем возрастает опасность образования языков и конусов обводнения. К недостаткам данного вида воздействия можно отнести и то, что закачка воды ведется не только в водонасыщенную, но и в нефтенасыщенную часть залежи.

4.6.3. ВНУТРИКОНТУРНОЕ ЗАВОДНЕНИЕ

Основной целью внутриконтурного заводнения является повышение интенсивности выработки запасов из крупных нефтяных месторождений и сокращение сроков разработки. Увеличивается ли при этом конечная нефтеотдача, является до сегодняшнего дня дискутируемым вопросом. Существует большое количество способов реализации внутриконтурного заводнения, связанных как с разрезанием залежи на отдельные площади, так и без такового. Разрезание рядами нагнетательных скважин возможно на различные фигуры: полосы, кольца и др. Выбор конкретного расположения разрезающих рядов зависит, в первую очередь, от геологичес-

кого строения объекта, а также материальных затрат и получаемого эффекта. Для достижения максимального положительного эффекта нагнетательные скважины следует бурить в зонах с улучшенными фильтрационными характеристиками. Энергетическая эффективность внутриконтурного заводнения несколько выше, чем законтурного и приконтурного, т.к. вся нагнетаемая вода используется для замещения нефти по обе стороны разрезающего ряда, если не произошло прорыва воды в какие-либо добывающие скважины по каналам низкого фильтрационного сопротивления. Внутриконтурное заводнение разрезанием на участки дает положительные результаты на больших оконтуренных месторождениях с достаточно хорошо известным геологическим строением.

Одной из разновидностей внутриконтурного заводнения является блочное. Этот вид заводнения целесообразен на крупных, слабо изученных, неоконтуренных месторождениях (когда пробурены только разведочные скважины). С целью ускоренного ввода такого месторождения в разработку до окончания доразведки и его оконтуривания возможно разрезание месторождения на отдельные блоки. Каждый блок может иметь самостоятельную систему добывающих скважин в виде трех или пяти рядов между двумя рядами нагнетательных скважин. При полном изучении месторождения и его оконтуривании ранее введенные в разработку блоки объединяются в общую единую систему разработки месторождения. Таким образом, блочное заводнение позволяет реализовать поэтапную выработку запасов из месторождения.

Избирательная система заводнения предназначена для разработки сильно неоднородных объектов при достаточно хорошо изученном их геологическом строении и применяется, как правило, на более поздних этапах разработки как дополнительная система к основной системе заводнения. Бурение нагнетательных скважин осуществляется с учетом детального изучения геологических особенностей участка, а также взаимосвязей между имеющимися на этом участке скважинами. Это предопределяет расположение нагнетательных скважин в соответствии с естественной неоднородностью коллектора на рассматриваемом участке и создает видимость их хаотичности. Совершенно очевидно, что такая система осложняет водоснабжение нагнетательных скважин и делает ее более дорогостоящей.

Одной из разновидностей избирательного заводнения является очаговое заводнение, которое в сочетании с любой другой систе-

мой заводнения позволяет повысить эффективность выработки запасов не только из отдельных линз, связанных с неоднородностью геологического строения, но и из застойных зон, характерных для некоторых систем разработки. При очаговом заводнении в качестве нагнетательной скважины можно использовать одну из добывающих, которая дренирует хорошо проницаемый объем и имеет хорошую гидродинамическую связь с окружающими добывающими скважинами. Для увеличения коэффициента охвата значительного нефтенасыщенного объема пласта рациональным становится бурение специальной (одной или нескольких) скважины. При достаточной изученности месторождения очаговое заводнение может применяться как самостоятельный метод воздействия и регулирования выработки запасов.

Среди всех видов заводнения особое место занимает площадное заводнение, т.к. принципиально относясь к методам внутриконтурного заводнения, является наиболее интенсивным способом воздействия на разрабатываемые объекты и обеспечивает достаточно высокие темпы извлечения запасов.

4.7. ОСНОВНЫЕ ФАКТОРЫ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПЛОЩАДНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Площадное заводнение характеризуется регулярным размещением нагнетательных скважин среди добывающих с целью замещения нефти водой в объеме пласта между нагнетательной и добывающей скважинами. Так как речь идет о замещении одной жидкости другой в определенном объеме горной породы, существуют определенные факторы как горной породы, так и жидкостей, влияние которых на эффективность процесса значительно. К этим факторам относятся:

1. Геологическое строение объекта разработки, в частности, отсутствие непроницаемых разностей (т.е. коллектор должен быть однородным), угол наклона крыльев антиклинальной складки и, в определенной степени, глубина залежи.

2. Проницаемость – при высокой проницаемости коллектора снижается давление закачки и можно использовать площадную систему с меньшим количеством нагнетательных скважин. В реальных случаях, когда строение объекта разработки слоистое, важную роль играет распределение объема закачиваемой воды $Q_{зак}$ по слоям. Обозначим проницаемость и толщину каждого из слоев соот-

ветственно через k_i и h_i. При равенстве вязкостей замещаемой (нефти) и замещающей (воды) жидкостей проницаемость «i» -го слоя будет таковой:

$$Q_i = Q_{зак} \frac{k_i h_i}{\sum k_i h_i}. \qquad (4.42)$$

Очевидно, что наиболее быстрое замещение произойдет в более проницаемом слое, что приведет к поступлению воды по этому слою в добывающую скважину. Поэтому неравномерность строения коллектора (слоистость) является отрицательным качеством и должна учитываться при выборе системы заводнения.

3. Вязкость жидкостей влияет на эффективность площадного заводнения в нескольких аспектах. При заданных градиентах давления, чем больше вязкость вытесняемой нефти, тем медленнее процесс замещения (естественно, это справедливо до определенных значений вязкости нефти).

Если рассматривать процесс замещения нефти водой в масштабах пор, то с увеличением вязкости нефти остаточная нефтенасыщенность увеличивается, т.е. коэффициент замещения снижается. Эффективность замещения в масштабе залежи зависит от взаиморасположения добывающих и нагнетательных скважин и от подвижностей нефти и воды; при этом отношение объема, в котором нефть фактически замещена водой, к объему, который должен был быть замещен, является функцией отношения подвижностей нефти и воды, т.е. отношения вязкостей этих жидкостей.

4. Капиллярный эффект, который связывается со смачиваемостью коллектора: гидрофильный или гидрофобный.

Введем следующие допущения:

— пласт однороден;

— толщина пласта постоянна h = const;

— вязкости замещаемой нефти $\mu_н$ и замещающей воды $\mu_в$ одинаковы $\mu_н = \mu_в$;

— контур питания залежи не оказывает влияния на работу добывающих и нагнетательных скважин при площадном заводнении.

Расстояние между нагнетательной и добывающей скважинами обозначим через «l».

Запишем уравнение Дарси для закачиваемой воды в следующем виде:

$$Q_в = F \cdot m \cdot S_{вз} \frac{dl}{dt} = k \frac{F}{\mu_в} \frac{dP}{dl}, \qquad (4.43)$$

где $Q_в$ — объемный расход закачиваемой воды, м³/с;

F — площадь горной породы для фильтрации, м²;

m — коэффициент пористости;

$S_{вз}$ — коэффициент водонасыщенности при закачке воды;

$\frac{dl}{dt}$ — скорость замещения нефти водой, м/с;

$\frac{dP}{dl}$ — градиент давлений, Па/м.

Из уравнения (4.43) находим:

$$dt = \frac{C\mu_в}{k} \frac{dl^2}{dP}, \qquad (4.44)$$

где $C = m S_{вз}$. (4.45)

Время движения воды от нагнетательной скважины до добывающей t таково:

$$t = C \frac{\mu_в}{k} \int_0^l \frac{dl^2}{dP}. \qquad (4.46)$$

Объем воды Q, закачанной за время t ее движения от нагнетательной скважины, работающей с приемистостью $Q_в$, до добывающей скважины, распространяется в залежи на площадь (поверхность) $F_{пр}$:

$$F_{пр} = \frac{Q_в t}{hC}, \qquad (4.47)$$

где h — толщина пласта, м.

Эффективность замещения нефти E характеризуется отношением промытого водой объема породы $V_{пр}$ к объему дренирования $V_{др}$ данной добывающей скважиной:

$$E = \frac{V_{пр}}{V_{др}}. \qquad (4.48)$$

Промытый объем породы в данном случае таков:

$$V_{пр} = F_{пр} \cdot h \cdot C \qquad (4.49)$$

или с учетом (4.47) получаем:

$$V_{пр} = \frac{Q_в t}{hC} \cdot h \cdot C = Q_в t \,. \qquad (4.50)$$

Подставляя в (4.50) время t из (4.46), получим:

$$V_{пр} = \frac{Q_в C \mu_н}{k} \int_0^l \frac{dl^2}{dP} \,. \qquad (4.51)$$

Обозначая через $F_п$ полную дренируемую площадь, которая должна быть промыта закачиваемой водой, дренируемый объем составляет $V_{др}$:

$$V_{др} = F_п h C \,. \qquad (4.52)$$

Подставляя (4.51) и (4.52) в (4.48), окончательно получаем:

$$E = \frac{Q_в \mu_в}{F_п h k} \int_0^l \frac{dl^2}{dP} \,. \qquad (4.53)$$

Из выражения (4.53) следует: эффективность замещения нефти водой при площадных системах заводнения зависит от приемистости нагнетательной скважины, от полной дренируемой площади, которая должна быть промыта закачиваемой водой, свойств дренируемой системы (k, h, $\mu_в$) и от системы расположения на залежи нагнетательных и добывающих скважин.

4.8. СИСТЕМЫ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН ПРИ ПЛОЩАДНОМ ЗАВОДНЕНИИ

Известны две системы размещения нагнетательных и добывающих скважин на площади: по правильной геометрической сетке (в основе лежит равносторонний треугольник или квадрат) и по линейной системе. Система размещения скважин зависит от геологического строения месторождения или залежи; от объема, дренируемого добывающей скважиной (от удельного дренируемого объема); от заданных темпов отбора продукции; от свойств флюидов и др.

Системы по правильной геометрической сетке бывают прямые и обращенные. Прямые системы характеризуются тем, что нагнетательные скважины размещаются в углах данной геометрической фигуры (при квадратной сетке нагнетательные скважины, кроме того, могут размещаться и посередине каждой стороны квадрата), а добывающие – в точке пересечения биссектрис при треугольной

сетке или в центре квадрата – при квадратной сетке. Обращенные системы характеризуются тем, что добывающие скважины располагаются на месте нагнетательных, а нагнетательные — на месте добывающих при прямой системе.

К прямым системам по правильной геометрической сетке относятся: четырехточечная и семиточечная системы (в основе лежит равносторонний треугольник), пятиточечная и девятиточечная системы (в основе лежит квадрат), которые представлены на рис. 4.5.

Для характеристики систем введем следующие обозначения (см. рис. 4.5 а):

a — расстояние между нагнетательными скважинами в ряду;

d — расстояние между рядом нагнетательных и добывающих скважин.

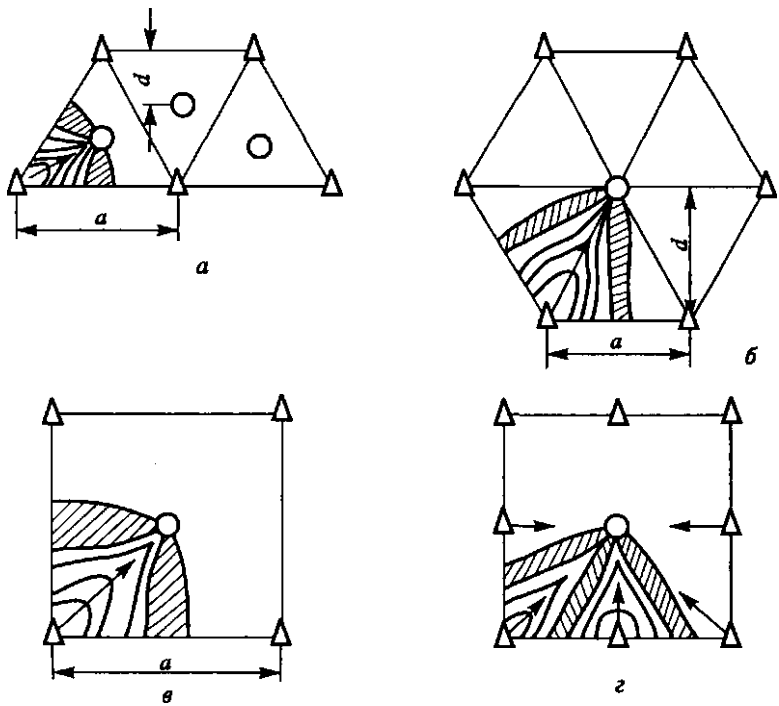


Рис. 4.5. Прямые площадные системы заводнения:

Δ — нагнетательные скважины; ○ — добывающие скважины; *а* — четырехточечная система; *б* — семиточечная система; *в* — пятиточечная система; *г* — девятиточечная система

Рассмотрим названные системы.

1. Четырехточечная система (рис. 4.5 а)

В основе — равносторонний треугольник, по углам которого размещены три нагнетательные скважины, а на пересечении биссектрис – одна добывающая скважина (в сумме на элементе 4 скважины).

Характеристика системы следующая:

— отношение $d/a > 1/3$;

— соотношение количества нагнетательных скважин $n_{наг}$ к количеству добывающих $n_{доб}$ скважин

$n_{наг} / n_{доб} = 0{,}5$;

— максимальная эффективность $E_{макс} \approx 66\%$.

2. Семиточечная система (рис. 4.5 б)

При этой системе — в основе также равносторонний треугольник, на базе которого формируется шестиугольник, по углам которого размещены шесть нагнетательных скважин, а в центре — одна добывающая (в сумме 7 скважин). Характеристика данной системы такова:

— отношение $d/a > 1$;

— соотношение количества нагнетательных и добывающих скважин $n_{наг} / n_{доб} = 2$;

— максимальная эффективность $E_{макс} = 75\%$.

3. Пятиточечная система (рис. 4.5 в)

В основе системы лежит квадрат, по углам которого размещены 4 нагнетательные скважины, а в центре — добывающая (в сумме пять скважин). Характеристика системы следующая:

— отношение $d/a = 0{,}5$;

— соотношение $n_{наг} / n_{доб} = 1$;

— максимальная эффективность $E_{макс} = 72\%$.

4. Девятиточечная система (рис. 4.5 г)

При этой системе — в основе также квадрат, по углам которого и посередине сторон которого размещены 8 нагнетательных, а в центре – одна добывающая (в сумме девять скважин). Характеристика системы следующая:

— отношение $d/a = 1$;

— соотношение $n_{наг} / n_{доб} = 3$;

— максимальная эффективность $E_{макс} = 76\%$.

Линейное размещение нагнетательных и добывающих скважин представлено на рис. 4.6. Оно реализуется в двух вариантах:

первый — нагнетательные и добывающие скважины пробурены друг против друга (рис. 4.6 а);

второй — добывающие скважины пробурены со сдвигом по отношению к нагнетательным на половину расстояния между ними (рис. 4.6 б).

Для обеих систем отношение $d/a=1$, соотношение $n_{наг}/n_{доб}=1$, а максимальная эффективность для первого варианта $E_{макс}=57\%$, для второго — $E_{макс}>57\%$.

Обращенные системы площадного заводнения также применяются на практике, несмотря на то, что по эффективности они уступают прямым (четырехточечная система имеет максимальную эффективность менее 66%, в то время как прямая 66%; пятиточечная — одинаковая эффективность прямой и обращенной систем — 72%; семиточечная обращенная характеризуется максимальной эффективностью > 66%, а прямая — 75%; девятиточечная обращенная система имеет эффективность 72%, а прямая — 76%). В то же время, уступая несколько прямым системам в эффективности, обращенные системы (кроме пятиточечной):

— четырехточечная уступает прямой и по количеству нагнетательных скважин, которых в обращенной системе в два раза больше, т.е. четырехточечная обращенная имеет все худшие характеристики в сравнении с прямой;

— семиточечная обращенная характеризуется в два раза меньшим количеством нагнетательных скважин, т.е. может оказаться экономически предпочтительной;

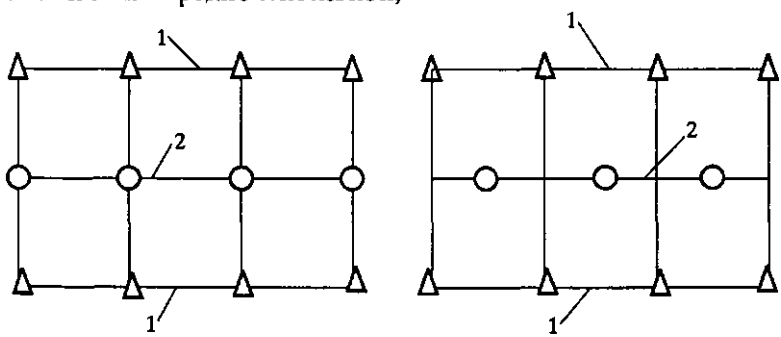


Рис. 4.6. Линейные системы расположения скважин:

1 — ряд нагнетательных скважин; 2 — ряд добывающих скважин; а — без сдвига добывающих скважин по отношению к нагнетательным; б — со сдвигом на половину расстояния между нагнетательными скважинами

— девятиточечная обращенная система характеризуется в три раза меньшим количеством нагнетательных скважин, чем прямая, и поэтому экономически более привлекательна.

Каждая из рассмотренных систем площадного заводнения (кроме обращенной четырехточечной системы, которая не должна применяться на практике) имеет свою область применения, в зависимости не только от условий объекта разработки и свойств флюидов, но и от условий экономической целесообразности.

4.9. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ППД ЗАВОДНЕНИЕМ

Поддержание пластового давления закачкой воды является технологически достаточно сложным процессом, связанным со значительными материальными затратами. Его рациональная реализация на практике зависит от определенного количества факторов, одними из основных среди которых является количество закачиваемой воды, степень компенсации отборов нефти закачкой воды, а также число нагнетательных и добывающих скважин. Кроме того, существенными параметрами являются режимы работы нагнетательных и добывающих скважин, а также степень их взаимовлияния.

Процесс управления выработкой запасов связан с понятиями: давление на линии нагнетания $P_{\text{л.наг}}$ и давление на линии отбора $P_{\text{л.отб}}$. Под давлением на линии нагнетания будем понимать осредненное (среднеинтегральное) давление на забоях нагнетательных скважин данного ряда, которое определяет среднюю репрессию $\Delta \overline{P}_{\text{р}}$:

$$\Delta \overline{P}_{\text{р}} = P_{\text{л.наг}} - \overline{P}_{\text{пл}}, \qquad (4.54)$$

где $\overline{P}_{\text{пл}}$ — среднее пластовое давление на линии нагнетания.

Давление на линии отбора — осредненное (среднеинтегральное) забойное давление на забоях добывающих скважин данного ряда, которое определяет среднюю депрессию $\Delta \overline{P}$ между линией нагнетания и линией отбора:

$$\Delta \overline{P} = P_{\text{л.наг}} - P_{\text{л.отб}}. \qquad (4.55)$$

Дебит добывающего ряда (рядов) зависит от этой депрессии и увеличивается с ее увеличением. Таким образом, управление процессом выработки запасов может быть осуществлено воздействием на $P_{\text{л.наг}}$ или $P_{\text{л.отб}}$. Совершенно очевидно, что на практике необходимо рассматривать работу как отдельных нагнетательных, так и добывающих скважин.

Введение рассмотренных характеристик позволяет упростить фактическую картину взаимодействия нагнетательных и добывающих скважин, а также проведение гидродинамических расчетов.

Основным параметром любой системы заводнения является количество нагнетаемой воды $V_{наг}$, соотносимое с количеством извлеченной из объекта разработки продукции $V_{изв}$. При этом необходимо учитывать соотношение давления нагнетания $P_{л.наг}$ с давлением на естественном контуре питания $P_{кп}$. Сочетание указанных параметров позволяет принципиально рассматривать следующие варианты:

1. Для объектов с нормальным пластовым давлением $P_{пл}$:

$$V_{наг} = V_{изв}, \qquad (4.56)$$

$$P_{л.наг} = P_{кп}.$$

2. Для объектов с повышенным пластовым давлением (по отношению к гидростатическому):

$$V_{наг} < V_{изв},$$

$$P_{л.наг} < P_{кп}, \qquad (4.57)$$

что характеризует частичное восполнение объема извлекаемой продукции (а следовательно, и энергии). Другая часть извлекаемой продукции замещается водой из естественной области питания $V_{оп}$:

$$V_{изв} = V_{наг} + V_{оп}. \qquad (4.58)$$

3. Для объектов с пониженным пластовым давлением:

$$V_{наг} > V_{изв},$$

$$P_{л.наг} > P_{кп}, \qquad (4.59)$$

при этом

$$V_{наг} = V_{изв} + V'_{оп}, \qquad (4.60)$$

где $V'_{оп}$ — часть объема нагнетаемой воды, уходящая за контур естественной области питания.

Регулирование выработки запасов, когда извлекаемая продукция замещается нагнетаемой водой, должно осуществляться соответствующим соотношением $V_{наг}$, $V_{изв}$, $V_{оп}$ и $V'_{оп}$. Перечисленные объекты необходимо рассматривать при одинаковых термобарических условиях, например, при начальных пластовых условиях.

В общем случае уравнение баланса объемов флюидов, приведенных к начальным пластовым условиям, таково:

$$V_{наг} \cdot в_в = \left(V_г + V_н \cdot в_н + V_{в\,изв} \cdot в'_в + V_{оп}\right) \kappa , \qquad (4.61)$$

где $V_{наг}$ — объем воды, нагнетаемой в залежь, при стандартных условиях, м³;

$в_в$ — объемный коэффициент нагнетаемой воды при начальных пластовых условиях $T_{н\,пл}$ и $P_{н\,пл}$;

$V_г$ — объем свободного газа при $T_{н\,пл}$ и $P_{н\,пл}$, м³;

$V_н$ — объем извлеченной нефти при стандартных условиях, м³;

$в_н$ — объемный коэффициент нефти при начальных пластовых условиях;

$V_{в\,изв}$ — объем извлеченной из пласта воды при стандартных условиях, м³;

$в'_в$ — объемный коэффициент извлеченной из пласта воды при начальных пластовых условиях;

$V_{оп}$ – объем воды, уходящей в естественную область питания, м³;

κ — коэффициент, учитывающий потери воды при возможной работе нагнетательных скважин на самоизлив, при заколонных перетоках и т.д. В каждом конкретном случае этот коэффициент должен устанавливаться, исходя из реальной практики работы нагнетательных скважин.

Выражение (4.61) является основным для определения $V_{наг}$, причем объем свободного газа таков:

$$V_г = V_{го} \frac{zP_о T_{н.пл}}{P_{н.пл} T_о} , \qquad (4.62)$$

где $V_{го}$ — объем газа в нормальных условиях, м³;

z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Если разработка ведется при условии $P_{заб} > P_{нас}$, то $V_г = 0$.

Переходя от объемов к дебитам, перепишем выражение (4.61) в следующем виде:

$$Q_{наг} \cdot в_в = \left(Q_г + Q_н \cdot в_н + Q_{в.изв} \cdot в'_в + Q_{оп}\right)\kappa , \qquad (4.63)$$

где $Q_{наг}$, $Q_г$, $Q_н$, $Q_{в.изв}$, $Q_{оп}$ — соответственно объемный расход нагнетаемой воды, объемный расход извлекаемого газа, объемный расход извлеченной нефти, объемный расход извлеченной воды и объемный расход воды, уходящей, например, в естественную область питания, м³/сут.

Число нагнетательных скважин $n_{наг}$ и объемный расход нагнетаемой воды $Q_{наг}$ связаны следующим очевидным соотношением:

$$q_{\text{наг}} = \frac{Q_{\text{наг}}}{n_{\text{наг}}}, \qquad (4.64)$$

где $q_{\text{наг}}$ — средняя приемистость одной нагнетательной скважины, м³/сут.

Эффективность любой системы заводнения зависит от соотношения объема нагнетаемой в залежь воды за определенное время t к объему добытой за это время продукции, которое характеризует компенсацию отбора продукции нагнетаемой водой и называется коэффициентом компенсации m.

Различают коэффициент текущей компенсации $m_{\text{т}}$, рассчитываемый за единицу времени (сутки, месяц, год и т.д.):

$$m_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{наг}} \cdot в_{\text{в}}}{(Q_{\text{г}} + Q_{\text{н}} \cdot в_{\text{н}} + Q_{\text{в.изв}} \cdot в'_{\text{в}} + Q_{\text{сп}})\kappa}. \qquad (4.65)$$

Данный коэффициент характеризует соотношение закачки (нагнетания) и отбора в данный момент времени и численно он равен:

$$m_{\text{т}} \gtrless 1. \qquad (4.66)$$

При $m_{\text{т}} > 1$ закачка воды превышает отбор продукции из пласта; при этом пластовое давление увеличивается. При $m_{\text{т}} = 1$ закачка и отбор скомпенсированы, а пластовое давление стабилизируется.

Интегральным показателем эффективности заводнения является коэффициент накопленной компенсации $m_{\text{н}}$:

$$m_{\text{н}} = \frac{\int_0^t (Q_{\text{наг}} в_{\text{в}})\,dt}{\int_0^t (Q_{\text{г}} + Q_{\text{н}} в_{\text{н}} + Q_{\text{в.изв}} в'_{\text{в}} + Q_{\text{сп}})\kappa \cdot dt}, \qquad (4.67)$$

где $\int_0^t (Q_{\text{наг}} \cdot в_{\text{в}}) \cdot dt$ — суммарный объем закачанной в пласт воды с начала закачки на момент времени t, м³;

$\int_0^t (Q_{\text{г}} + Q_{\text{н}} в_{\text{н}} + Q_{\text{в.изв}} в'_{\text{в}} + Q_{\text{сп}}) \cdot \kappa \cdot dt$ — суммарный объем отобранной из пласта продукции (газа, нефти и воды), а также объем воды, ушедшей в естественную область питания за время t, м³.

Численная величина этого коэффициента такова:

$$m_{\text{н}} \gtrless 1. \qquad (4.68)$$

При этом текущее среднее пластовое давление может быть больше, меньше или равно первоначальному пластовому давлению.

Давление на забое нагнетательной скважины $P_{\text{заб.н}}$ может быть рассчитано по следующей формуле:

$$P_{\text{заб.н}} = P_{\text{пл}} + \frac{R \ln \frac{R}{2r_c} q_{\text{наг}} \vartheta_{\text{в}} \mu_{\text{в}}}{Lhk\varphi}, \qquad (4.69)$$

где R — расстояние между нагнетательными скважинами, м,

$$R = L/n_{\text{наг}}; \qquad (4.70)$$

L — длина линии нагнетания, м;

$n_{\text{наг}}$ — число нагнетательных скважин;

r_c — радиус нагнетательной скважины, м;

$q_{\text{наг}}$ — приемистость нагнетательной скважины, м^3/с;

h — толщина пласта, м;

k — проницаемость, м^2;

φ — коэффициент гидродинамического совершенства нагнетательной скважины.

Академик А.П. Крылов установил, что оптимальное давление на устье нагнетательной скважины $P_{\text{у.наг}}$ зависит от различных технических, технологических, геологических и экономических факторов, к некоторым из которых относятся: КПД насосных агрегатов, коэффициент приемистости скважины, стоимость одного кВт·ч электроэнергии, удельный расход электроэнергии, давление на линии нагнетания, глубина скважины, режим закачки воды и др.

Для расчета этого давления $P_{\text{у.наг}}$ можно использовать следующую зависимость:

$$P_{\text{у.наг}} = P_{\text{заб.н}} - \rho_{\text{в}} gH + P_{\text{тр}}, \qquad (4.71)$$

где $\rho_{\text{в}}$ — плотность закачиваемой воды, кг/м^3;

H — глубина скважины, м;

$P_{\text{тр}}$ — потери на трение, Па.

Условия работы нагнетательных скважин могут быть установлены и из следующего уравнения:

$$q_{\text{наг}} \frac{\sigma_{\text{н}}}{\pi r_c} \ln \frac{\sigma_{\text{н}}}{\pi r_c} = \frac{2\pi k \left(P_{\text{заб.н}} - P_{\text{кн}}\right)\kappa}{\vartheta_{\text{в}} \mu_{\text{в}}}, \qquad (4.72)$$

где $\sigma_{\text{н}}$ — половина расстояния между нагнетательными скважинами, м;

$P_{кп}$ — давление на контуре питания, Па;

$к$ — экспериментально устанавливаемый коэффициент потерь закачиваемой воды.

При известном объеме закачиваемой воды решаются следующие задачи:

1. При заданном количестве нагнетательных скважин (системе расстановки скважин) рассчитывается забойное давление нагнетания $P_{заб.н}$.

2. При заданном забойном давлении нагнетания рассчитывается необходимое количество скважин.

Закачка в залежь огромных объемов воды при ППД требует решения сложных задач, одной из которых является организация системы водоснабжения.

4.10. СИСТЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ППД ЗАВОДНЕНИЕМ

4.10.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ

Основным вопросом при реализации заводнения является вопрос источников водоснабжения. В качестве таких источников используются открытые водоемы (озера, реки, моря), грунтовые и подрусловые воды, глубинные воды, а также сточные промысловые и ливневые воды.

Система водоснабжения и объем добываемой воды зависят от источника и стадии разработки месторождения. Если система ППД применяется с самого начала разработки месторождения, то объемы добываемой воды велики и примерно равны объему добываемой нефти, приведенному к пластовым условиям (в предположении, что добывается безводная нефть). При обводнении продукции скважин появляется попутная вода, которая реализуется для закачки в пласт, а потребность в воде из внешних источников водоснабжения снижается. Это предопределяет определенную гибкость системы на различных этапах разработки месторождений с возможностью полной утилизации промысловых сточных вод, что диктуется экологическими требованиями.

Важным вопросом при любой системе водоснабжения является подготовка воды до требуемых кондиций, при этом сточные воды требуют специальной очистки от нефти. Естественно, это делает систему более сложной и дорогой.

Большое значение при закачке вод имеет их совместимость с пластовой водой; в противном случае в пласте могут образовываться и выпадать в осадок труднорастворимые соли. Общие требования к закачиваемой воде следующие:

— ограниченное содержание механических примесей (количество взвешенных частиц — КВЧ) и соединений железа;

— отсутствие сероводорода и углекислоты с целью избежания коррозии оборудования;

— отсутствие органических примесей (бактерий, водорослей и т.п.);

— химическая совместимость с пластовой водой.

Практика показывает, что вышеперечисленным требованиям в большинстве случаев удовлетворяют воды закрытых источников: подрусловые, артезианские или воды глубинных водоносных горизонтов. Вода, используемая из открытых водоемов, подвергается следующим операциям:

— коагуляция — укрупнение мельчайших взвешенных в воде частиц добавлением в воду глинозема (сернокислого алюминия $Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O$) или железного купороса ($FeSO_4$), в результате чего взвешенные частицы осаждаются в виде хлопьев;

— фильтрация — очистка воды от взвешенных частиц после коагуляции в песчаных фильтрах;

— обезжелезивание — удаление из воды закисей или окисей железа;

— умягчение — подщелачивание гашеной известью с целью доведения pH воды до 7–8, что приводит к интенсивной коагуляции;

— хлорирование — угнетение бактерий и микроорганизмов;

— стабилизация — придание воде стабильности химического состава.

Параметрами качества воды для закачки в пласт являются: количество механических взвешенных частиц (КВЧ); нефти и нефтепродуктов; железа и его соединений, которые при окислении выпадают в виде нерастворимого осадка; сероводорода, существенно повышающего коррозионную активность воды; бактерий и микроорганизмов. Особую роль играет солевой состав воды.

Несмотря на то, что сегодня строго не регламентируется качественный состав закачиваемой воды, к существенному снижению затрат на заводнение это не приводит, а засорение призабойных зон нагнетательных скважин и снижение приемистости значитель-

но. На восстановление приемистости нагнетательных скважин затрачиваются значительные средства.

На рис. 4.7 приведены фактические данные по Талинскому нефтяному месторождению. Согласно технологической схеме разработки Талинского месторождения предельное содержание механических примесей не должно превышать 40 мг/л, нефтепродуктов — 60 мг/л. На рис. 4.7 приведено изменение во времени количества закачиваемых в пласт механических примесей, рассчитанное из условия соответствия закачиваемой воды требованиям технологической схемы. В 1994 г. накопленное количество закачанных в пласт механических примесей составляло от 20 до 55 т на одну нагнетательную скважину. По результатам анализов химических лабораторий промыслов закачиваемая в пласт вода содержит до 150 мг/л мехпримесей и такое же количество нефти и нефтепродуктов (для заводнения используется подтоварная вода). В этом случае суммарное количество закачанных с начала заводнения механических примесей и нефтепродуктов достигает 150–300 т на скважину.

Вышеизложенное свидетельствует о необходимости строгой регламентации качества воды, закачиваемой в пласт, с учетом конкретных свойств пласта.

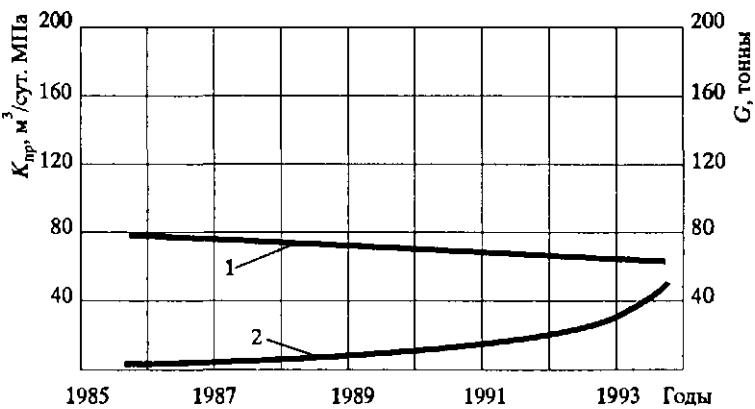


Рис. 4.7. Изменение коэффициента приемистости $K_{пр}$ нагнетательных скважин (1) и количества закачанных в пласт механических примесей G (2) во времени (Талинское нефтяное месторождение)

4.10.2. КЛАССИЧЕСКАЯ СХЕМА ВОДОСНАБЖЕНИЯ СИСТЕМЫ ППД

Классическая схема водоснабжения систем ППД, реализуемая, как правило, на этапе разработки, когда обводненность добываемой продукции равна нулю, а в качестве источника воды используется вода открытых водоемов, включает в себя определенное количество элементов и представлена на рис. 4.8.

Основными элементами являются: водозаборы открытых водоемов, низконапорные насосные станции первого и второго подъема, резервуары для воды, станция подготовки воды, кустовые насосные станции высокого давления (КНС), распределительный водовод среднего давления, водоводы высокого давления и нагнетательные скважины.

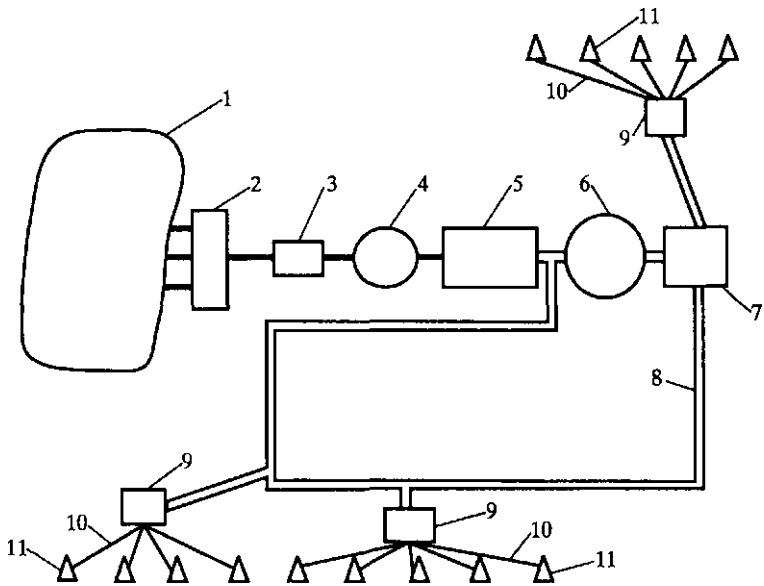


Рис. 4.8. Принципиальная схема водоснабжения систем ППД:

1 — питательный водоем; 2 — система водозабора; 3 — насосная станция первого подъема; 4 — резервуары для неподготовленной воды; 5 — станция подготовки воды; 6 — резервуары для подготовленной воды; 7 — насосная станция второго подъема; 8 — распределительный водовод среднего давления; 9 — кустовая насосная станция; 10 — водовод высокого давления; 11 — нагнетательная скважина

Водозаборные сооружения. Водозабор открытого водоема является самым простым и состоит из всасывающей трубы с фильтром на конце, погруженной под уровень воды на определенную глубину, большую чем возможный минимальный уровень воды в водоеме, и защищенной от разрушения в паводковый период, и центробежного насоса. Диаметр и длина всасывающей трубы, а также максимальная высота всасывания центробежного насоса рассчитываются по известным формулам классической гидравлики.

Более надежным, но и более дорогим, является закрытый (подрусловый) водозабор, состоящий из одной или нескольких водозаборных скважин небольшой глубины (10–50 м), пробуренных в подрусловые водонасыщенные породы. Такие скважины закрепляются колонной с фильтром против водонасыщенного пласта. Подъем воды на поверхность осуществляется механизированным способом — специальными погружными центробежными насосами (при большом динамическом уровне), либо сифонными (вакуумными) устройствами (когда динамический уровень воды в скважине невелик). Подрусловый водозабор сифонного типа предпочтительнее механизированного вследствие меньшей стоимости.

Существенным преимуществом подруслового водозабора в сравнении с открытым является то, что при этом лучше качество воды и отпадает необходимость не только ее фильтрации от мехпримесей, но и других видов очистки, а также то, что качество воды не ухудшается в период паводков. Верхняя часть скважины располагается в подземной бетонной шахте; между собой скважины соединены приемным коллектором, который подсоединен к вакуумным котлам. В вакуумных котлах во время работы скважин вакуумными насосами создается определенный вакуум (до 0,08 МПа), за счет которого вода из скважин поступает в вакуумный котел. Вакуумных котлов, как правило, два, один из которых — резервный. Котлы размещаются в специальном бункере, в котором находятся также насосы станции первого подъема, а также системы управления установленным в бункере оборудованием.

При механизированном водозаборе используются специальные погружные центробежные насосы с электроприводом. Электродвигатель может быть погружного типа, который спускается в скважину вместе с насосом, а также наземного типа — устанавливается над устьем скважины и соединяется с погружным центробежным насосом длинным валом, расположенным внутри труб, на которых

спущен в скважину насос. При таком обустройстве водозаборных скважин напор насоса может быть достаточным для подачи воды непосредственно в резервуары для неподготовленной или подготовленной воды (позиции 4 и 6 на рис. 4.8). В этом случае система подготовки воды существенно упрощается за счет исключения отдельных элементов.

Насосные станции первого подъема. Как правило, используются только при сифонном водозаборе. Оборудование такой станции располагается в бетонном бункере вместе с вакуумными котлами, вакуумными насосами и содержит три насосных агрегата, один из которых является резервным. В этом же бункере установлены системы автоматического управления, контроля и измерения параметров всего технологического и электрического оборудования.

Резервуары (буферные емкости). Эти резервуары предназначены для обеспечения непрерывной работы системы. В случае аварии на водозаборах или насосной станции первого подъема резервуары для неподготовленной воды являются источником непрерывной работы всей системы заводнения в течение определенного времени (как правило, шести часов). В случае аварии в любом из элементов 2–5 (см. рис. 4.8) система заводнения продолжает непрерывно работать за счет объема подготовленной воды в резервуаре 6.

Резервуары для воды бывают подземные и наземные, а по материалу, из которого изготавливаются, — железобетонные и металлические. Тот или иной тип резервуара определяется только климатическими условиями конкретного региона. Так, в северных районах предпочтительными являются подземные железобетонные резервуары, которые в зимний период не требуют обогрева против замерзания воды, не загромождают территорию и, что главное, не подвергаются коррозии и не ухудшают качества воды, используемой для заводнения. В теплом климате могут применяться металлические наземные резервуары. На заболоченных территориях нельзя использовать подземные резервуары, поэтому используют наземные металлические резервуары с подогревателями и внешней теплоизоляцией для нормальной их работы в зимнее время. При использовании металлических резервуаров необходимо принимать дополнительные меры против их коррозии и ухудшения вследствие этого качества воды.

Станция подготовки воды. Один из важнейших элементов системы, в котором вода доводится до необходимого качества за счет ряда вышеуказанных процессов от коагуляции до стабилизации.

Насосные станции второго подъема. Основное назначение этих станций — распределение подготовленной воды через распределительный водовод среднего давления к КНС. Используются центробежные насосы в необходимом количестве (с учетом резервных) с соответствующими подачами и напорами. Насосные станции второго подъема обеспечивают не только распределение воды по КНС, но и создают определенный подпор на приеме насосов КНС.

Кустовые насосные станции высокого давления. Предназначены для повышения давления подготовленной воды до необходимой величины и для закачки ее по водоводам высокого давления в нагнетательные скважины. Количество нагнетательных скважин, приходящихся на одну КНС, различно и зависит не только от их взаиморасположения по отношению к КНС, но и от приемистости конкретной скважины данного куста. Кустовые насосные станции оборудуются центробежными насосами, специально разработанными для систем ППД – насосы ЦНС. Эти насосы имеют широкий спектр рабочих параметров:

по подаче — от 150 до 720 м^3/сут;

по развиваемому давлению — от 9,5 до 25 МПа.

Изготавливаются они в обычном исполнении и из нержавеющей стали (для перекачки агрессивных сточных вод). В настоящее время широкое распространение получили блочные кустовые насосные станции (БКНС), изготавливаемые в виде отдельных блоков индустриальным способом. БКНС состоит из основного блока — насос, электродвигатель с масляной системой и другими элементами, а также вспомогательных блоков, в которых размещаются электрические распределительные устройства, распределительная гребенка водовода высокого давления, низковольтное оборудование и блок управления и автоматики. Блоки укрыты металлической утепленной кабиной. БКНС могут работать при температурах до –55°С, а внутренний обогрев осуществляется за счет тепловыделения от электродвигателей. Кабины оборудованы вентиляционной системой.

Не останавливаясь на недостатках БКНС, которые также присущи и этой насосной станции, отметим, что эти станции сильно сократили сроки строительно-монтажных работ и позволили реализовать ППД на ранних стадиях разработки месторождений. КНС и БКНС относятся к классу высокоавтоматизированных объектов, которые могут длительное время работать без обслуживающего персонала, т.к. обеспечены системой периодического автоматичес-

кого контроля работы отдельных узлов и элементов оборудования с помощью унифицированного блока местной автоматики. Управление блоком местной автоматики может быть как местным (собственным), так и дистанционным с центрального диспетчерского пункта.

Кроме открытых или подрусловых источников воды, для заводнения используется вода глубинных горизонтов, залегающих в разрезе нефтяного месторождения.

4.11. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГЛУБИННЫХ ВОД ДЛЯ ППД

Воды глубинных горизонтов характеризуются отсутствием механических примесей, малым содержанием соединений железа, как правило, минерализованные. Эти горизонты являются наилучшими источниками водоснабжения систем ППД.

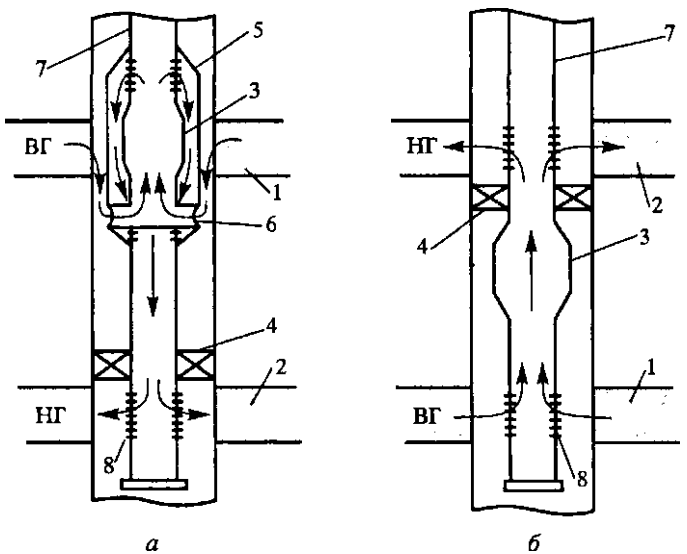


Рис. 4.9. Принципиальные схемы естественного внутрискважинного перетока глубинных вод:

а — верхний переток; б — нижний переток; 1 — водонасыщенный горизонт (ВГ); 2 — нефтенасыщенный горизонт (НГ); 3 — камера для установки расходомера, спускаемого с поверхности; 4 — пакер; 5 — приемная камера для воды; 6 — перекрестная муфта; 7 — колонна НКТ; 8 — хвостовик с отверстиями (стрелками указано направление движения воды)

Существует большое количество схем по использованию вод глубинных горизонтов в разрезе эксплуатационной скважины. Эти схемы реализуются по двум принципиальным технологиям:

1. Естественный внутрискважинный переток воды из водонасыщенного горизонта в нефтенасыщенный, если пластовое давление в водонасыщенном горизонте больше такового в нефтенасыщенном.

2. Принудительный переток с использованием специальных погружных насосов.

Принципиальные схемы естественного внутрискважинного перетока представлены на рис. 4.9. При этом возможны два варианта:

1. Водонасыщенный горизонт расположен выше нефтенасыщенного (верхний переток, рис. 4.9 а).

2. Водонасыщенный горизонт расположен ниже нефтенасыщенного (нижний переток, рис. 4.9 б).

При верхнем перетоке вода из вышерасположенного водонасыщенного горизонта 1 под давлением через перекрестную муфту 6 проходит камеру с расходомером 3 и поступает в приемную камеру 5, откуда через отверстия в НКТ поступает через перекрестную муфту в хвостовик 8 и через отверстия в нем — в нефтенасыщенный горизонт 2. При нижнем перетоке вода из нижерасположенного водонасыщенного горизонта 2 через отверстия в хвостовике 8 поступает в камеру расходомера 3, а затем через отверстия в НКТ — в нефтенасыщенный горизонт 2.

При недостаточном пластовом давлении в водонасыщенном горизонте реализация естественного внутрискважинного перетока может оказаться недостаточно эффективной. В этом случае можно использовать принудительный внутрискважинный переток с помощью установки погружного центробежного электрического насоса, спускаемой в скважину на кабель-канате. Схемы такого способа представлены на рис. 4.10. В этом случае используются установки погружных центробежных электронасосов, применяемые для добычи нефти. На рис. 4.10 а приведена схема верхнего перетока: вода из вышележащего водонасыщенного горизонта 1 поступает в зазор между обсадной колонной и установкой, омывая и охлаждая ПЭД 3. Затем через приемную сетку 5 погружного насоса 6 вода с выкида 7 поступает в нефтенасыщенный горизонт 2. Отделение водонасыщенного горизонта от нефтенасыщенного осуществляется пакером 9, а фиксация установки в обсадной колонне — якорем 8.

При нижнем перетоке (рис. 4.10 б) вода из нижележащего водонасыщенного горизонта 1 через колонну НКТ 11 поступает в центробежный насос 6, откуда через выкидные отверстия 7 поступает в зазор между обсадной колонной и установкой. Проходя мимо ПЭД 3, вода охлаждает его и закачивается в нефтенасыщенный горизонт 2. Пакер и якорь имеют то же самое назначение, что и в предыдущем случае.

Такие системы ППД применяются в различных нефтедобывающих регионах.

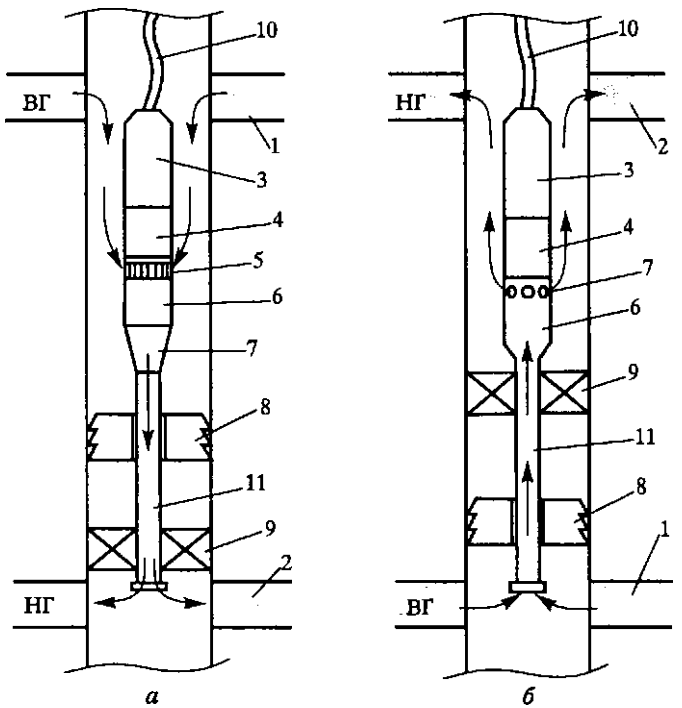


Рис. 4.10. Принципиальные схемы принудительного внутрискважинного перетока с использованием установки погружного центробежного электронасоса:

а — верхний переток; б — нижний переток; 1 — водонасыщенный горизонт; 2 — нефтенасыщенный горизонт; 3 — погружной электродвигатель (ПЭД); 4 — гидрозащита (компенсатор); 5 — приемная сетка погружного центробежного насоса; 6 — насос; 7 — выкид центробежного насоса; 8 — якорь; 9 — пакер; 10 — кабель-канат; 11 — колонна НКТ (стрелками указано направление движения воды)

Питание погружного электродвигателя осуществляется по специальному кабель-канату. Наземное оборудование таких установок не отличается от такового, используемого при эксплуатации добывающих скважин.

Основным недостатком схем естественного внутрискважинного перетока является невозможность регулирования расхода и давления закачиваемой воды, хотя сам расход может замеряться расходомерами, спускаемыми с поверхности и располагаемыми в камере для установки расходомера.

При принудительном внутрискважинном перетоке принципиально возможно регулирование как расхода, так и давления закачки (нагнетания).

Как уже отмечалось, глубинные воды являются предпочтительными для заводнения. Поэтому разработаны системы заводнения, базирующиеся на использовании глубинных вод, добываемых из водонасыщенных горизонтов.

Такие системы применяются на месторождениях Западной Сибири, когда источником являются воды апт-альб-сеноманских горизонтов. При этом добыча глубинных вод осуществляется из скважин, пробуренных на водонасыщенные горизонты, с помощью специальных высокопроизводительных установок погружных центробежных электронасосов. Подача таких установок достигает нескольких тысяч $м^3$/сут при напоре от нескольких сотен до нескольких тысяч м. Если вода не содержит механических примесей, а ее давление достаточно для закачки в нефтенасыщенный горизонт, она из водозаборных скважин подается в нагнетательные.

В случаях, когда отбор воды достаточно велик за счет высоких депрессий, начинается разрушение водонасыщенного коллектора, и в воде появляется значительное количество механических примесей. В этом случае забои водозаборных скважин оборудуются специальными противопесочными фильтрами, а вода очищается от песка на поверхности в отстойниках высокого давления. Если в отстойниках высокого давления не достигается необходимое качество воды по КВЧ, очистку ее от песка ведут в отстойниках низкого давления, вынужденно снижая давление воды. После подготовки вода поступает на дожимные насосы и с необходимым давлением распределяется по нагнетательным скважинам.

Использование глубинных вод, как показал опыт Урало-Поволжья и Западной Сибири, позволяет существенно уменьшить метал-

лоемкость систем ППД, снизить энергозатраты (т.е. повысить КПД), удельные капитальные вложения на 1 м^3 закачиваемой воды, а следовательно, и ее себестоимость. При этом возрастает надежность и стабильность работы всей системы ППД закачкой воды.

4.12. ПОДДЕРЖАНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ЗАКАЧКОЙ ГАЗА

Имеется ряд нефтяных месторождений, в разрезе которых встречаются газоносные пропластки, а также месторождения нефти с газовой шапкой. В этих случаях можно использовать ППД закачкой газа, особенно, если отсутствуют источники водоснабжения. В качестве источника газа, кроме перечисленных, может использоваться газ, попутно добываемый с нефтью. Если нефтяное месторождение имеет газовую шапку, очевидно, что закачка газа должна вестись в газовую шапку. Если газовая шапка отсутствует, то возможно ее искусственное формирование в наиболее повышенной части продуктивного горизонта путем бурения специальных газонагнетательных скважин. Основные принципы управления выработкой запасов нефти, изложенные выше, остаются справедливыми и при закачке газа за исключением того, что в этом случае необходимо предотвращать образование газовых конусов в добывающих скважинах. Поддержание пластового давления закачкой газа необходимо осуществлять и в том случае, когда условия закачки пресной воды неблагоприятны. Это касается терригенных нефтенасыщенных объектов разработки, в составе которых имеется значительное количество глинистого материала, разбухающего при контакте с пресной водой. В этом случае заводнение оказывается не только неэффективным, но и создает серьезные проблемы, связанные с низкой приемистостью нагнетательных скважин, которая во времени значительно снижается вплоть до нуля.

В подобных коллекторах предпочтительной является закачка газа, который практически не взаимодействует с составляющими породами коллектора. Следует четко понимать, что энергетически процесс закачки газа менее эффективен в сравнении с закачкой воды по следующим причинам:

1. Так как плотность компримированного газа кратно меньше плотности воды, гидростатическое давление на забое газонагнетательной скважины всегда меньше такового при закачке воды (при прочих равных условиях). Для достижения необходи-

мой репрессии, определяемой объемом закачиваемого газа, необходимо увеличивать забойное давление за счет увеличения устьевого давления, что приводит к необходимости увеличивать рабочее давление на компрессорной станции и затраты на компримирование газа.

2. Обладая высокой в сравнении с водой сжимаемостью, объем компримируемого газа (для заданного забойного давления) должен быть существенно большим, чем объем воды, что также приводит к возрастанию затрат на компримирование.

3. Закачиваемый углеводородный газ при контакте с нефтью частично растворяется в ней, что приводит к необходимости увеличения объема газа.

Указанные причины являются существенными, поэтому ППД закачкой газа при разработке нефтяных месторождений не нашло широкомасштабного применения.

Основным вопросом при реализации ППД закачкой газа является вопрос расчета объема закачиваемого газа, приведенного к пластовым условиям ($P_{пл}$ и $T_{пл}$).

Баланс объемных расходов отбора и закачки в общем виде можно записать так:

$$V_{пл} = V_н + V_в + V_г, \qquad (4.73)$$

где $V_{пл}$ — объемный расход нагнетаемого в пласт газа, приведенный к пластовым условиям, м³/сут;

$V_н$ — объемный расход добытой нефти при пластовых условиях, м³/сут;

$V_в$ — объемный расход добытой воды при пластовых условиях, м³/сут;

$V_г$ — объемный расход свободного добытого газа при пластовых условиях ($V_г > 0$ только в случае работы добывающих скважин с $P_{заб} < P_{нас}$ или в случае прорыва газа в добывающие скважины из газовой шапки), м³/сут.

Слагаемые правой части балансового уравнения (4.73) таковы:

$$V_н = V_{нд}\, \beta_н, \qquad (4.74)$$

$$V_в = V_{вд}\, \beta_в, \qquad (4.75)$$

где $V_{нд}$, $V_{вд}$ — соответственно объемные расходы нефти и воды после дегазации (при стандартных условиях), м³/сут;

$\beta_н$, $\beta_в$ — объемные коэффициенты нефти и воды при пластовых условиях соответственно.

Объемный расход свободного добытого газа таков:

$$V_г = V_{гд} - G_о V_н, \tag{4.76}$$

где $V_{гд}$ — суммарный объемный расход добытого газа, который измеряется при стандартных условиях на поверхности и складывается из свободного газа при пластовых условиях и свободного газа, выделившегося из нефти (но который был растворен в нефти при пластовых условиях), м³/сут;

$G_о$ — газонасыщенность пластовой нефти, приведенная к стандартным условиям, м³/м³.

Объем свободного газа, добытого из пласта $V_г$, приведенный к пластовым условиям, таков:

$$V_г = \frac{V_{г\,ст} P_о z T_{пл}}{P_{пл} T_{ст}}, \tag{4.77}$$

где $V_{г\,ст}$ — объемный расход свободного газа при стандартных условиях, м³/сут;

$P_{пл}$ и $T_{пл}$ — пластовые давление и температура, МПа и К;

$T_{ст}$ — стандартная температура, К;

z — коэффициент сверхсжимаемости газа.

Таким образом, минимальный объемный расход нагнетаемого газа при пластовых условиях следующий:

$$V_{гн} = V_{нд}\beta_н + V_{вд}\beta_в + V_{г\,ст}\frac{P_о z T_{пл}}{P_{пл} T_{ст}}. \tag{4.78}$$

В процессе закачки газа в нагнетательные скважины возможны различные утечки, например, через негерметичные резьбы колонны НКТ и обсадной колонны, утечки газа в заколонное пространство вследствие нарушения крепи скважины (цементного камня) и др. Неконтролируемые утечки газа должны быть скомпенсированы введением в расчет поправочного коэффициента K, который, как показывает практика, может быть принят равным $K \cong 1{,}2$.

С учетом этого, суточный расход нагнетаемого газа таков:

$$V_{гн} = \left(V_{нд}\beta_н + V_{вд}\beta_в + V_{г.ст}\frac{P_о z T_{пл}}{P_{пл} T_{ст}} \right) \cdot K. \tag{4.79}$$

Из выражения (4.79) вытекают условия соотношения объемного расхода фактически закачиваемого газа $V_{гн}'$ с пластовым давлением:

1. $V_{гн}' < V_{гн}$ — объемный расход закачиваемого газа меньше объемного расхода отбираемых из пласта флюидов, и пластовое давление во времени снижается.

2. $V_{гн}' = V_{гн}$ — пластовое давление стабилизируется во времени.

3. $V_{гн}' > V_{гн}$ — повышение пластового давления во времени.

Указанные условия позволяют регулировать процесс выработки запасов во времени.

Приемистость газонагнетательной скважины $Q_с$, приведенная к забойным условиям, такова:

$$Q_с = \frac{\pi k h \left(P_{заб}^2 - P_{пл}^2\right)}{\mu_г \ln \frac{R_к}{r_{пр}}} \cdot \frac{P_о z T_{пл}}{P_{заб} T_{ст}}, \qquad (4.80)$$

где $\mu_г$ — вязкость газа при $P_{заб}$ и $T_{пл}$, мПа с.

Необходимое число газонагнетательных скважин $n_{гн}$ для реализации ППД таково:

$$n_{гн} = \frac{V_{гн}}{Q_с}. \qquad (4.81)$$

Таким образом, реализация ППД закачкой газа невозможно без строительства компрессорной станции с соответствующими компрессорными машинами и системой их обслуживания, что требует значительных капитальных вложений.

Если в районе разрабатываемого нефтяного месторождения имеется достаточно мощный источник углеводородного газа высокого давления, то система ППД существенно упрощается и становится менее капиталоемкой.

Газонагнетательные скважины могут иметь конструкцию, отличающуюся от конструкции водонагнетательных скважин, что связано с особенностями закачки отличного от воды рабочего агента.

Кроме углеводородного газа, в качестве источника закачки для ППД может использоваться диоксид углерода или азот.

На этом можно было бы закончить рассмотрение вопроса управления выработкой запасов путем ППД, если рассматривать этот элемент изолированно от других взаимосвязанных элементов общей добывающей системы.

4.13. РОЛЬ И МЕСТО СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ В ОБЩЕЙ ДОБЫВАЮЩЕЙ СИСТЕМЕ

Как было показано, система поддержания пластового давления заводнением является достаточно эффективной, учитывая, что более 90% нефти в России добывается с ее использованием. Она позволяет интенсифицировать разработку нефтяных месторождений, но в то же время является существенно капиталоемкой и энергоемкой. Представляется методологически обоснованным рассмотреть роль и место системы ППД заводнением в общей добывающей системе, которая состоит из следующих элементов:

— блок заводнения, начиная от водозабора и кончая забоем нагнетательных скважин;

— объект разработки — нефтенасыщенный пласт;

— добывающие скважины с соответствующими техническими средствами подъема продукции на дневную поверхность;

— сборные коллекторы с соответствующим оборудованием по подготовке скважинной продукции.

При этом предполагается, что система является замкнутой по водообороту и не допускается сброс использованной в системе заводнения воды на рельеф.

Рассмотрим взаимосвязь указанных элементов добывающей системы и ее энергетическую характеристику.

Одним из важнейших элементов анализируемой системы является система сбора и подготовки скважинной продукции. Осуществляемая в настоящее время однотрубная герметизированная система сбора продукции скважины, являясь прогрессивной по своей сущности, не лишена определенных недостатков, главный из которых связан с необходимостью транспорта продукции от устья скважины до пункта сбора за счет энергии самой продукции. Это приводит к необходимости поддержания на устье скважины определенного давления (иногда значительного), что в ряде случаев снижает энергетическую эффективность процесса извлечения углеводородов, в том числе и системы заводнения. Давление на устье добывающих скважин в определенных случаях достигает 4–5 МПа, что обусловлено необходимостью транспорта продукции по протяженным промысловым коммуникациям и технологией подготовки нефти. По этой причине часто приходится повышать давление нагнетания воды в системе заводнения и давления на забоях добывающих скважин. Искусственно создаваемые высокие текущие пластовые давления осложняют работы при подземном ремонте скважины, одновременно требуя приме-

нения тяжелых жидкостей при глушении скважин. Проникновение этих жидкостей в продуктивный пласт во время остановок скважин ухудшает фильтрационные свойства призабойной зоны, уменьшает коэффициенты продуктивности добывающих скважин и осложняет процесс вызова притока и освоения после подземного ремонта. Иногда этот процесс длится месяцами, а в экстремальных случаях вообще не удается освоить скважину. Для получения дебитов, с которыми скважины работали до глушения, необходимо увеличивать депрессию, т.е. повышать давление закачки воды в системе ППД или проводить дорогостоящие работы по интенсификации притока.

Современный этап разработки нефтяных месторождений характеризуется существенным ростом удельных расходов энергии, приводящих в ряде случаев к росту себестоимости добычи нефти.

Повысить эффективность выработки запасов в настоящее время возможно за счет изменения технологических параметров всей системы заводнения, например, ограничением давления и объема закачиваемой воды при максимальном использовании всех видов энергии, которыми обладает продукция скважины (как естественного, так и искусственного происхождения).

На рис. 4.11 приведена энергетическая схема выработки запасов при ППД закачкой воды. Энергия вводится в систему в элементах 1, 2 и 3. Обозначим эту энергию через $N_{\text{ввод.1}}$:

$$N_{\text{ввод.1}} = N'_{\text{ввод}} + N''_{\text{ввод}} + N'''_{\text{ввод}}. \qquad (4.82)$$

Слагаемые $N_{\text{ввод1}}$ по (4.82) понятны из рис. 4.11. Пусть КПД этого процесса η_1. Тогда полезная энергия на выходе из насосной станции $N_{\text{пол.1}}$:

$$N_{\text{пол.1}} = N_{\text{ввод.1}} \cdot \eta_1. \qquad (4.83)$$

Часть этой энергии расходуется в водоводах высокого давления и на выходе из них полезная энергия $N_{\text{пол.2}}$:

$$N_{\text{пол.2}} = N_{\text{пол.1}} \cdot \eta_2, \qquad (4.84)$$

где η_2 — КПД водоводов высокого давления.

Располагаемая на устье нагнетательной скважины энергия — $N_{\text{пол.2}}$. КПД нагнетательной скважины обозначим через η_3. Тогда полезная энергия на забое нагнетательной скважины такова:

$$N_{\text{пол.3}} = N_{\text{пол.2}} \cdot \eta_3. \qquad (4.85)$$

Распределение этой энергии в пласте происходит при определенном КПД — η_4. В этом случае полезная энергия на забое добывающей скважины составляет:

$$N_{\text{пол.4}} = N_{\text{пол.3}} \cdot \eta_4 . \qquad (4.86)$$

Обозначим КПД добывающей скважины через η_5, полезная энергия на ее устье $N_{\text{пол5}}$ составит:

$$N_{\text{пол.5}} = N_{\text{пол.4}} \cdot \eta_5 . \qquad (4.87)$$

Далее продукция скважины с энергией $N_{\text{пол.5}}$ поступает в систему промысловых сборных трубопроводов, коэффициент полезного действия которых обозначим через η_6. Тогда полезная энергия продукции на входе в систему подготовки нефти составляет $N_{\text{пол}}$:

$$N_{\text{пол}} = N_{\text{пол.5}} \cdot \eta_6 . \qquad (4.88)$$

Рассмотрение следующих элементов системы (трубопроводы товарной нефти и сборные коллекторы сточной воды) может быть опущено.

Таким образом, баланс энергии, вводимой в систему ППД заводнением при современном способе разработки месторождений, таков:

$$N_{\text{пол}} = N_{\text{ввод.1}} \cdot \eta_c , \qquad (4.89)$$

где η_c — КПД системы, состоящей из вышеперечисленных элементов.

С учетом выражений (4.83) ÷ (4.88) перепишем (4.89) так:

$$N_{\text{пол}} = N_{\text{ввод.1}} \cdot \eta_1 \cdot \eta_2 \cdot \eta_3 \cdot \eta_4 \cdot \eta_5 \cdot \eta_6 . \qquad (4.90)$$

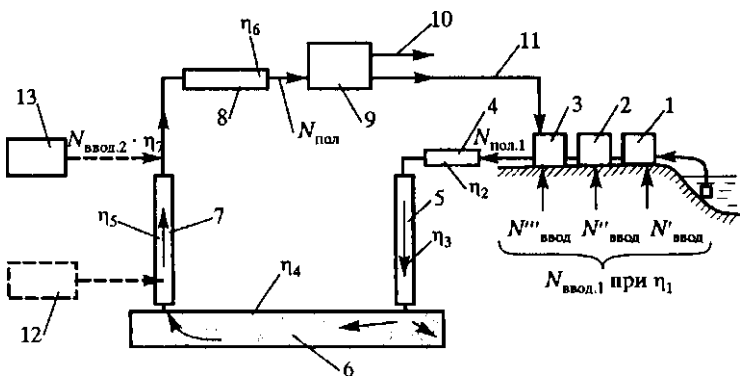


Рис. 4.11. Принципиальная схема добывающей системы:

1 — водозабор; 2 — подготовка воды; 3 — насосная станция; 4 — водоводы высокого давления; 5 — нагнетательная скважина; 6 — продуктивный горизонт (пласт); 7 — добывающая скважина; 8 — промысловые (сборные) трубопроводы; 9 — система подготовки скважинной продукции; 10 — товарная продукция; 11 — подтоварная (сточная) вода; 12 — установка механизированной эксплуатации скважины; 13 — мультифазный насос откачки продукции

На забой добывающей скважины поступает не только энергия из системы ППД, но и естественная энергия пласта, которую обозначим через $N_{пл}$. Эта энергия складывается с энергией системы ППД $N_{пол.4}$. Таким образом суммарная энергия на забое добывающей скважины $N'_{пол.4}$ составляет:

$$N'_{пол.4} = (N_{пол.3} + N_{пл}) \cdot \eta_4 . \quad (4.91)$$

В этом случае полезная энергия на устье добывающей скважины $N'_{пол.5}$ такова:

$$N'_{пол.5} = (N_{пол.3} + N_{пл}) \cdot \eta_4 \eta_5 . \quad (4.92)$$

С учетом потерь энергии в промысловых сборных трубопроводах полезная энергия на входе в систему подготовки $N'_{пол}$ составляет:

$$N'_{пол} = N'_{пол.5} \cdot \eta_6$$

или с учетом (4.92):

$$N'_{пол} = (N_{пол.3} + N_{пл})\eta_4 \eta_5 \eta_6 . \quad (4.93)$$

При учете естественной энергии, которой обладает продукция скважины, запишем энергетическое уравнение системы (4.90) в виде:

$$N_{пол} = \left(N_{ввод.1}\eta_1\eta_2\eta_3 + N_{пл}\right)\eta_4\eta_5\eta_6 . \quad (4.94)$$

Таким образом, полезная энергия добывающей системы, когда естественная энергия равна нулю, рассчитывается по выражению (4.90), а в случае, когда естественная энергия больше нуля, — по выражению (4.94).

Как уже отмечалось, современная система сбора продукции требует поддержания на устье добывающих скважин достаточно высокого давления, достигающего 5 МПа. С появлением и промышленным производством мультифазных насосов появляется возможность существенного снижения устьевых давлений вплоть до атмосферного, а транспорт продукции от устья до аппаратов системы ее подготовки (сборного пункта) осуществлять мультифазным насосом 13 (рис. 4.11). В этом случае на устье в продукцию вводится энергия $N_{ввод.2}$ с коэффициентом полезного действия η_7. Полезная вводимая энергия составляет:

$$N_{пол.7} = N_{ввод.2} \cdot \eta_7 . \quad (4.95)$$

Совершенно очевидно, что снижение устьевого давления практически до атмосферного предопределяет повышение КПД добывающей скважины 7 за счет максимального использования энергии выделяющегося из нефти газа.

Покажем это на примере нефти бавлинской свиты Сивинского месторождения Пермской области. На рис. 4.12 приведена зависимость газонасыщенности нефти от давления $G_0 = f(P)$. При давлении на устье скважины $P_y \approx 2$ МПа в подъемнике выделяется всего 14 м^3/м^3 свободного газа (приведен к стандартным условиям). Энергия этого количества газа достаточна для подъема продукции (безводная нефть) на высоту $h_1 \approx 200$ м, что соответствует давлению $P_{1г} \approx 1{,}6$ МПа. При снижении давления на устье до $P'_y \approx 0{,}15$ МПа из нефти выделяется 53 м^3/м^3 свободного газа, и энергия этого количества газа достаточна для подъема продукции на высоту $h_2 \approx 500$ м, что соответствует давлению $P_{2г} \approx 4$МПа. Прирост давления в системе за счет разгазирования нефти и роста газлифтного эффекта составляет $(P_{2г} - P_{1г}) = 2{,}4$ МПа, который расходуется на подъем продукции в скважине.

Таким образом, при использовании мультифазного насоса на устье добывающей скважины давление в системе ППД может быть снижено на величину $(P_y - P'_y + P_{2г} - P_{1г}) = (2 - 0{,}15 + 4 - 1{,}6) = 4{,}25$ МПа, что соответствует снижению $N_{\text{выод.1}}$ до величины $N_{\text{выод}}$.

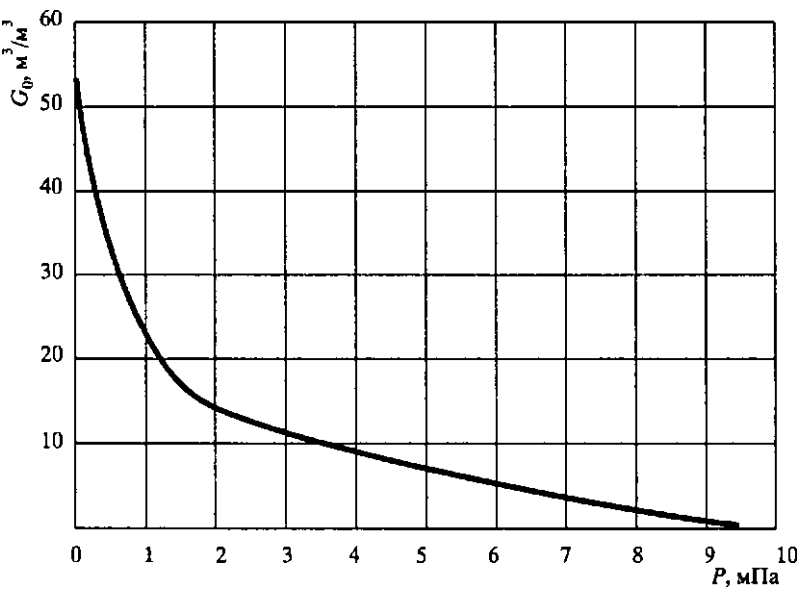


Рис. 4.12. Зависимость $G_0 = f(P)$ для нефти бавлинской свиты Сивинского месторождения (Пермская область)

Уравнение баланса энергии в данном случае записывается в виде:

$$N_{\text{пол}} = \left[\left(N_{\text{ввод}} \cdot \eta_1\eta_2\eta_3 + N_{\text{пд}}\right)\eta_4\eta'_5 + N_{\text{ввод.2}}\eta_7\right]\cdot\eta_6, \qquad (4.96)$$

где η'_5 — КПД процесса подъема продукции в скважине при снижении P_y вплоть до атмосферного. Из вышерассмотренного примера следуют, что η'_5 в n раз выше, чем η_5, т.е.

$$\eta'_5 = n\cdot\eta_5, \qquad (4.97)$$

где n — положительное число больше единицы.

При неизменных объеме добываемой продукции и давлении на вход в пункт сбора и подготовки полезные мощности $N_{\text{пол}}$ должны быть одинаковыми. Приравнивая правые части (4.94) и (4.96) с учетом (4.97), получаем:

$$N_{\text{ввод}} = \frac{1}{n}\left[N_{\text{ввод.1}} - \frac{N_{\text{пд}}(n-1)\eta_4\eta_5 + N_{\text{ввод.2}}\eta_7}{\eta_1\eta_2\eta_3\eta_4\eta_5}\right], \qquad (4.98)$$

т.е. при реализации данной системы выработки запасов вводимая в системе ППД мощность $N_{\text{ввод.1}}$ может быть существенно снижена до величины $N_{\text{ввод}}$.

Рассмотрим следующий пример:

$N_{\text{ввод.1}} = 1000$ кВт; $N_{\text{ввод.2}} = 100$ кВт; $N_{\text{пд}} = 1000$ кВт; $n = 1{,}3$; $\eta_1 = 0{,}9$; $\eta_2 = 0{,}95$; $\eta_3 = 0{,}9$; $\eta_4 = 0{,}95$; $\eta_5 = 0{,}6$; $\eta_7 = 0{,}8$.

$$N_{\text{ввод}} = \frac{1}{1{,}3}\left[1000 - \frac{1000(1{,}3-1)\cdot 0{,}95\cdot 0{,}6 + 100\cdot 0{,}8}{0{,}9\cdot 0{,}95\cdot 0{,}9\cdot 0{,}95\cdot 0{,}6}\right] =$$

$$= \frac{1}{1{,}3}\left(1000 - \frac{171+80}{0{,}4386}\right) = \frac{427{,}7}{1{,}3} = 329 \text{ кВт},$$

т.е. в системе ППД вводимая мощность может быть снижена более чем в 3 раза и составлять 329 кВт вместо 1000 кВт, что приводит к существенному экономическому эффекту.

Таким образом, система управления выработкой запасов путем ППД заводнением в настоящее время должна быть пересмотрена в сторону снижения давления и объема закачки.

ГЛАВА 5
УПРАВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ СКВАЖИН

Как было показано в предыдущем разделе, управление некоторыми параметрами призабойной зоны скважины (ПЗС) может быть использовано для изменения продуктивности добывающих или нагнетательных скважин. В процессе эксплуатации скважин их производительность, как правило, снижается по целому ряду причин. Поэтому методы искусственного воздействия на ПЗС являются мощным средством повышения эффективности выработки запасов углеводородов.

Среди многочисленных методов управления продуктивностью скважин путем воздействия на ПЗС (см. табл. 4.1) не все обладают одинаковой результативностью, но каждый из них (или их группы) может дать максимальный положительный эффект только при условии обоснованного подбора конкретной скважины. Поэтому при использовании того или иного способа искусственного воздействия на ПЗС вопрос подбора скважины является принципиальным. При этом обработки, даже эффективные, проводимые в отдельных скважинах, могут не дать существенного положительного эффекта в целом по залежи или месторождению как с позиции интенсификации выработки запасов, так и с позиций повышения коэффициента конечной нефтеотдачи.

Прежде чем перейти к рассмотрению тех или иных методов искусственного воздействия на ПЗС с целью управления продуктивностью скважин, рассмотрим некоторые общие методологические вопросы.

5.1. СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКАМ ПЗС

Системная технология управления продуктивностью скважин изложена в РД-39-0147035, поэтому ниже рассмотрены лишь основные принципы ее промышленного использования.

Системная технология в своей основе предполагает интенсификацию выработки слабодренируемых запасов углеводородов из неоднородных коллекторов, а также определяет принципы получения максимального эффекта при использовании методов увеличения продуктивности скважин. Отметим, что под термином «слабодренируемые запасы» понимаются запасы углеводородов на участках залежей с ухудшенными фильтрационными свойствами,

обусловленными геологической характеристикой, а также на участках, на которых возможны какие-либо осложнения в эксплуатации скважин (засорение ПЗС различными твердыми компонентами, асфальто-смоло-парафиновыми отложениями и т.д.). Слабодренируемые запасы формируются также в пластах с резкой фильтрационной неоднородностью, когда замещение нефти нагнетаемой водой происходит только в высокопроницаемых разностях, приводя к невысокому охвату пласта заводнением.

Решение конкретных задач по вовлечению в разработку слабодренируемых запасов и по повышению продуктивности скважин базируется на достаточно многочисленных технологиях интенсификации выработки запасов.

На участках залежи, в разрезе которых имеются промытые водой высокопроницаемые прослои, предопределяющие невысокий охват объекта заводнением, необходимо проводить работы по ограничению и регулированию водопритоков.

При таких работах непременным условием системной технологии является одновременность воздействия на призабойные зоны как нагнетательных, так и добывающих скважин.

Прежде чем определить вид воздействия, месторождение или его часть необходимо разделить на характерные участки. При этом в начальный период разработки участка возможно проведение работ по увеличению продуктивности скважин, а в последующем, при его обводнении, — мероприятий по регулированию (ограничению) водопритоков.

Необходимо отметить, что при выделении участка залежи с сильно выраженной зональной и послойной неоднородностью, в первую очередь, искусственному воздействию подвергаются призабойные зоны тех скважин, которые формируют основные направления фильтрационных потоков, что позволяет своевременно изменять эти направления с целью вовлечения в разработку недренируемых зон, повышая тем самым охват объекта заводнением. При проведении таких работ возможно применение как одной технологии, так и комплекса различных технологий.

Одним из важных условий применения системной технологии является сохранение примерного равенства объемов закачки и отбора, т.е. любые мероприятия по интенсификации притоков нефти должны сопровождаться мероприятиями по увеличению приемистости нагнетательных скважин.

Основные принципы системной технологии сводятся к следующему:

1. Принцип одновременности обработки призабойных зон нагнетательных и добывающих скважин в пределах выбранного участка.

2. Принцип массовости обработок ПЗС участка.

3. Принцип периодичности обработок ПЗС.

4. Принцип поэтапной обработки призабойных зон скважин, вскрывших неоднородные коллекторы.

5. Принцип программируемости изменения направления фильтрационных потоков в пласте за счет выбора скважин под обработку по ранее заданной программе.

6. Принцип адекватности обработок ПЗС конкретным геолого-физическим условиям, коллекторским и фильтрационным свойствам системы в ПЗС и в целом по участку.

Таким образом, вопрос выбора скважин для обработки призабойных зон является одним из главнейших.

5.2. ВЫБОР СКВАЖИН ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ

При значительном количестве скважин на залежи в процессе организации работ по искусственному воздействию на ПЗС возникает задача не только очередности выбора скважин, но и целесообразности таких обработок в каждом конкретном случае. Это связано с большим разнообразием геолого-физических условий залегания нефти в зоне обрабатываемых скважин, а также со степенью их взаимовлияния. Целесообразно устанавливать такую очередность обработок, при которой обеспечивается их наибольшая технологическая и экономическая эффективность не столько в каждой конкретной скважине, сколько в целом по участку. В большой степени выбор скважин определяется величиной остаточной нефтенасыщенности и расстоянием остаточных запасов нефти от забоя добывающих скважин. Методы промысловой геологии и геофизики позволяют оценивать начальную и остаточную нефтенасыщенность коллекторов и строить карты насыщенности. Существенным и важным дополнением к этим данным служат сведения о текущих показателях эксплуатации скважин и данные о нефтенасыщенности зон вблизи конкретных скважин, которые могут быть получены в результате гидродинамических исследований скважин и пластов.

Можно, например, предполагать, что форма кривой восстановления забойного давления (КВД) или кривой реагирования обуслов-

лена и остаточной нефтенасыщенностью в дренируемом объеме обводняющейся скважины. Угловые коэффициенты различных участков КВД можно связать и с различной нефтенасыщенностью отдельных объемов общего дренируемого данной скважиной объема.

Зная ретроспективу эксплуатации скважин и характер их обводнения во времени, можно судить также об остаточной нефтенасыщенности. При этом полезной оказывается информация о соотношении извлеченных данной скважиной удельных запасов нефти к начальным удельным запасам ее.

Более достоверные данные о величине остаточной нефтенасыщенности можно получить из результатов гидродинамических исследований скважины, проведенных в безводный период ее эксплуатации и в период обводнения.

Существует ряд методов оценки остаточной нефтенасыщенности коллектора вокруг скважин по результатам наблюдения за их работой и гидродинамическим исследованиям*:

— комбинированный метод;

— корреляционный метод;

— по данным обводненности продукции добывающих скважин;

— по данным об относительной пьезопроводности системы (пласта);

— по данным об относительной подвижности водонефтяной смеси.

Рассмотрим вопрос определения текущей нефтенасыщенности зоны дренирования по данным об обводненности продукции добывающих скважин (наиболее простой метод), который может быть использован на поздних стадиях разработки для зон, через которые прошел фронт замещения (вытеснения). При этом предполагается, что в ближайших окрестностях скважины дренируемый объем равномерно насыщен водой и нефтью.

Перепишем выражение (4.37), принимая $в_в = в_н$ и заменяя фазовые проницаемости $k_н$ и $k_в$ соответственными значениямн относительной фазовой проницаемости $k'_н$ и $k'_в$:

$$B = \frac{\mu_о k'_в}{\mu_о k'_в + k'_н}.$$

* Руководство по гидродинамическим методам контроля текущей нефтенасыщенности пластов, разрабатываемых при режиме вытеснения нефти водой.— М.: ВНИИнефть, 1969, с.135

Данное выражение есть не что иное, как функция Баклея—Леверетта $f(S)$:

$$f(S)=\frac{\mu_o k'_в}{\mu_o k'_в + k'_н}, \qquad (5.1)$$

где $f(S)$ — функция насыщенности пористой среды флюидом (в рассматриваемом случае — водой $S_в$).

Таким образом:

$$f(S_в)=\frac{\mu_o k'_в}{\mu_o k'_в + k'_н}, \qquad (5.2)$$

где μ_o — относительная вязкость нефти $\frac{\mu_н}{\mu_в}$.

Если имеются графические зависимости относительных фазовых проницаемостей в функции водонасыщенности

$$(k'_в, k'_н) = f(S_в), \qquad (5.3)$$

легко построить и график по выражению (5.2).

Воспользуемся экспериментальными зависимостями $(k'_в, k'_н) = f(S_в)$, полученными при прокачке модельных водонефтяных смесей при μ_o = 4,5 через сцементированный песчаник угленосной толщи Арланского месторождения (В.М. Березин), которые представлены на рис. 5.1. Водонасыщенность образца $S_в$ характеризуется долей от объема пор; при этом:

$$S_в + S_н = 1, \qquad (5.4)$$

где $S_н$ — нефтенасыщенность.

Фазовая относительная проницаемость по нефти $k'_н$ и по воде $k'_в$ характеризуется отношением фазовой проницаемости по нефти $k_н$ и по воде $k_в$ к проницаемости системы k (физической проницаемости) при фильтрации через нее однородного флюида:

$$\left.\begin{aligned} k'_н &= \frac{k_н}{k}, \\ k'_в &= \frac{k_в}{k}. \end{aligned}\right\} \qquad (5.5)$$

Как видно из рис. 5.1, насыщенность связаниой водой $S_{вс}$ составляет 0,18. При этом в диапазоне $S_в$ = 0 – 0,18 вода остается непод-

вижной, но наличие этой воды в коллекторе приводит к снижению относительной фазовой проницаемости для нефти до 0,6. Таким образом, проницаемость системы, определяемая по результатам исследования скважины в безводный период ее эксплуатации, не является физической проницаемостью, а характеризует начальную проницаемость для нефти $k_{н.о}$ (при $S_в = S_{вс}$). Начальная относительная проницаемость системы $k'_{н.о}$ характеризуется отношением:

$$k'_{н.о} = \frac{k_{н.о}}{k}, \qquad (5.6)$$

которое является одним из основных параметров, используемых при расчетах текущей нефтенасыщенности.

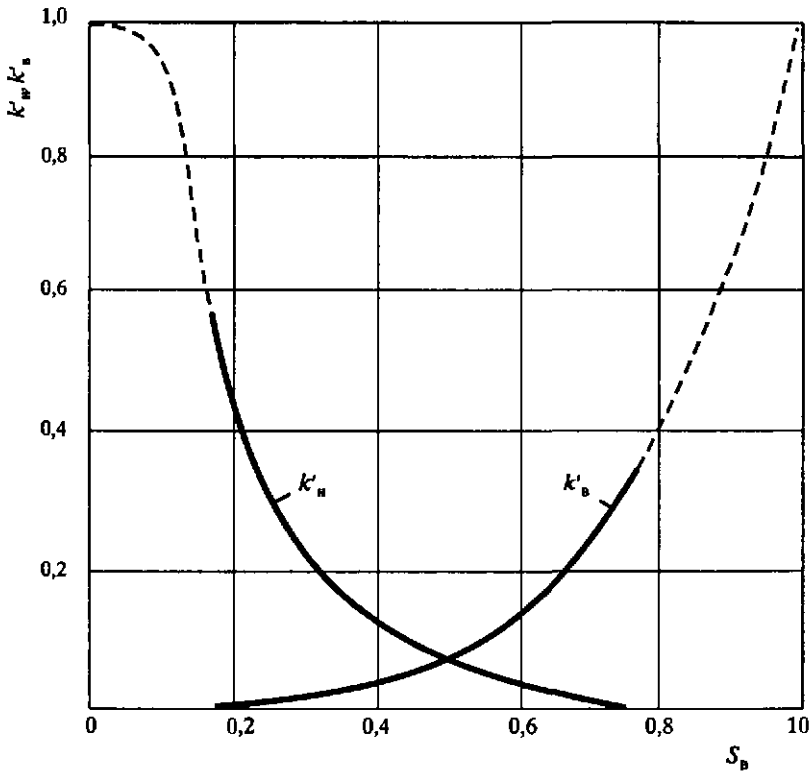


Рис. 5.1. Зависимость относительных фазовых проницаемостей по нефти и воде от водонасыщенности

На рис. 5.2 приведена функция Баклея—Леверетта, построенная по выражению (5.2) с использованием относительных фазовых проницаемостей в функции водонасыщенности, представленных на рис. 5.1. Проводя из начала координат касательную к графику функции Баклея—Леверетта (точка А), определяют водонасыщенность $S_в$ и нефтенасыщенность $S_н$. Таким образом, для расчета текущей нефтенасыщенности по этому методу необходимо знать объемную долю воды в продукции (при пластовых условиях!) и иметь зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности.

Наибольшее затруднение при расчетах вызывает выбор кривых относительных фазовых проницаемостей. С этой проблемой приходится сталкиваться при решении многих задач, связанных с фильтрацией многофазных систем. В каждом случае эксперименталь-

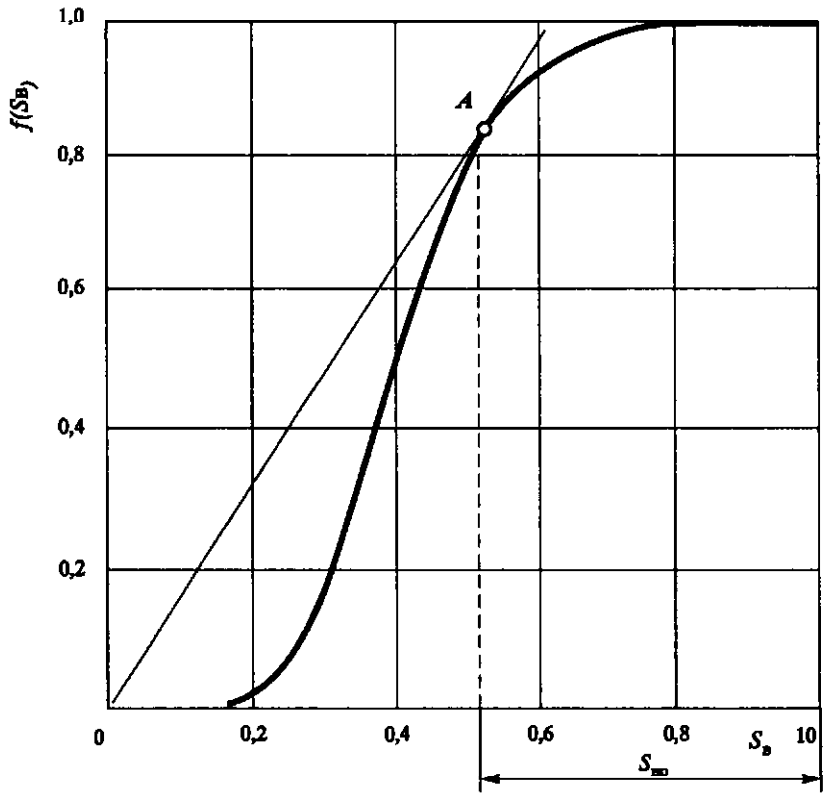


Рис. 5.2. Зависимость функции Баклея—Леверетта от водонасыщенности

ное построение зависимостей относительной фазовой проницаемости от насыщенности пор флюидами затруднительно из-за необходимости использовать сложную аппаратуру и иметь высококвалифицированный персонал. Поэтому нахождение более простых и доступных для широкого круга исследователей и инженеров методов построения кривых относительных фазовых проницаемостей является чрезвычайно острой проблемой. Одним из таких методов является использование кривых «капиллярное давление $P_к$ — водонасыщенность $S_в$», которые сравнительно просто могут быть получены методом центрифугирования водонасыщенных кернов или методом полупроницаемых перегородок.

Известно, что кривые $P_к - S_в$ являются представительными зависимостями, тесно связанными с фильтрационными свойствами пород, и которые могут быть использованы для построения кривых относительных фазовых проницаемостей для случая фильтрации водонефтяных смесей в терригенных коллекторах (песчаниках).

Зависимости $P_к - S_в$ могут быть описаны в логарифмических координатах в виде гиперболы:

$$\frac{1-S_в}{1-S_{во}} = \exp\left(-x / \ln\frac{P_к}{P_о}\right)$$

или

$$P_к = P_о \exp\left(-x / \ln\frac{1-S_в}{1-S_{во}}\right), \qquad (5.7)$$

где $S_{во}$ — остаточная водонасыщенность;

$S_в$ — водонасыщенность при капиллярном давлении $P_к$;

x — показатель степени гиперболы (структурный коэффициент);

$P_о$ — давление начала вытеснения:

$$P_о = \frac{2\sigma\cos\Theta}{r_{макс}}; \qquad (5.8)$$

σ — поверхностное натяжение на границе раздела «нефть — вода»;

Θ — краевой угол смачивания;

$r_{макс}$ — максимальный радиус пор.

Величина $P_о$ может быть определена экспериментально методом полупроницаемых перегородок. Показатель степени x, являясь интегральной характеристикой структуры порового простран-

ства, определяет микростроение порового пространства пород-коллекторов. Поэтому использование показателя степени гиперболы для идентификации свойств пористых сред оказывается приемлемым и целесообразным при построении зависимостей относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды по кривым $P_к — S_в$.

Таким образом, выбор скважин для конкретной обработки призабойной зоны является достаточно сложной проблемой, если мы хотим получить максимальную эффективность от реализации той или иной обработки ПЗС. Совершенно очевидно, что технология проектируемой обработки должна быть адекватной состоянию призабойной зоны на момент ее проведения.

Рассмотрим некоторые из методов управления продуктивностью скважин (интенсификации притока и приемистости), приведенных в табл. 4.1.

5.3. ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ РАЗРЫВ ПЛАСТА

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) предназначен для повышения проницаемости обрабатываемой области ПЗС и заключается в создании искусственных и расширении естественных трещин. Наличие микротрещин в ПЗС связано с процессом первичного вскрытия в фазе бурения вследствие взаимодействия долота с напряженными горными породами, а также с процессом вторичного вскрытия (перфорации).

Сущность ГРП заключается в нагнетании под давлением в ПЗС жидкости, которая заполняет микротрещины и «расклинивает» их, а также формирует новые трещины. Если при этом ввести в образовавшиеся или расширившиеся трещины закрепляющий материал (например, песок), то после снятия давления трещины не смыкаются.

5.3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В невозмущенном горном массиве напряженное состояние горных пород характеризуется следующими напряжениями:

— вертикальным $\sigma_z = P_г$, определяемым весом вышележащих горных пород

$$\sigma_z = P_г = \rho_п g H; \qquad (5.9)$$

— горизонтальным $\sigma_x = \sigma_y = P_{гг}$

$$\sigma_x = \sigma_y = P_{гг} = \lambda \rho_п g H, \qquad (5.10)$$

где $\rho_п$ — плотность вышележащих горных пород;

H — глубина залегания горизонта, для которого рассчитываются напряжения;

λ — коэффициент бокового распора, определяемый по формуле академика А.Н. Динника:

$$\lambda = \frac{\nu}{1-\nu}, \qquad (5.11)$$

ν — коэффициент Пуассона горной породы, зависящий от продольных и поперечных ее деформаций.

Для песчаников и известняков $\nu = 0{,}2 \div 0{,}3$; для упругих пород коэффициент Пуассона изменяется в пределах $0{,}25 \div 0{,}43$. Для пластичных горных пород (глина, глинистые сланцы, каменная соль) коэффициент Пуассона стремится к 0,5, вследствие чего $\lambda \to 1$.

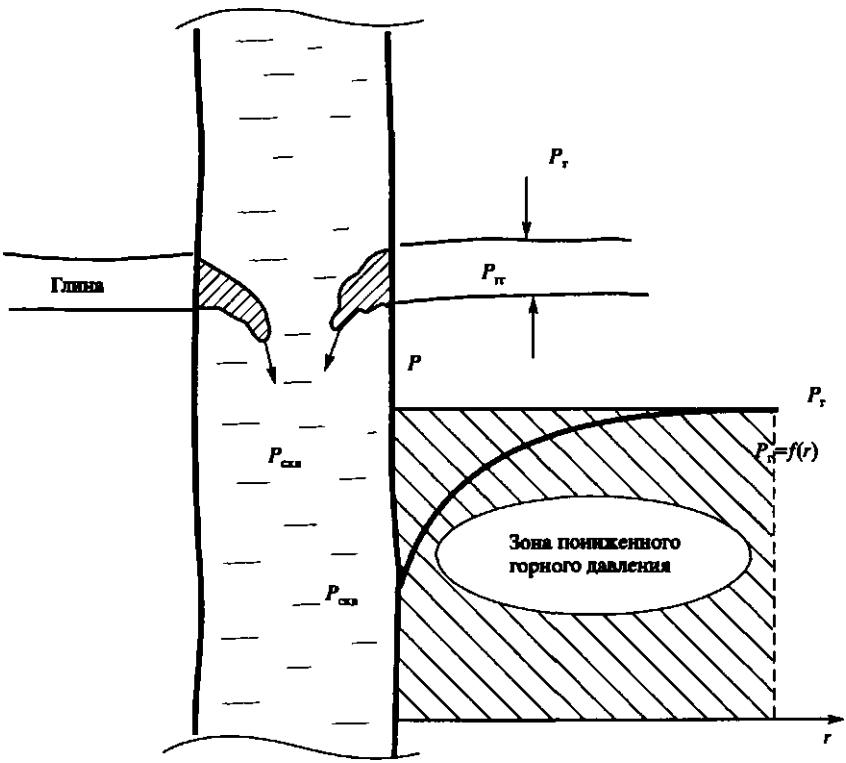


Рис. 5.3. К образованию зоны пониженного горного давления в разрезе скважины

В пределах залежи или месторождения фактическое горное давление может отличаться от такового, рассчитываемого по (5.9). Это вызвано перераспределением горного давления между различными участками пласта и зависит не только от свойств горных пород в разрезе скважины, но и от формы их залегания. Академик С.А. Христианович связывает величину горного давления с наличием в разрезе скважины глинистых пластичных пород.

Рассмотрим схему, приведенную на рис. 5.3. В разрезе скважины имеется глинистый пропласток. В процессе бурения глинистый пропласток вскрыт долотом. Горизонтальное горное давление в нем $P_{гг}$, а со стороны скважины — давление $P_{скв}$. Так как $P_{скв} < P_{гг}$, то:

$$P_{гг} - P_{скв} = \Delta P. \qquad (5.12)$$

Перепад давлений ΔP, действующий на глинистый пропласток, может оказаться выше прочности глины. В этом случае глина вытекает в скважину, формируя вокруг нее зону пониженного горного давления. Кстати, поступление глины в скважину в процессе бурения является одной из причин неконтролируемого изменения качества бурового раствора.

Одним из основных параметров ГРП является давление разрыва горных пород, которое зависит как от горного давления, так и от прочности горных пород. Прочность горных пород даже одного объекта разработки может изменяться в значительных пределах в зависимости от типа породы, ее пористости, структуры порового пространства, минералогического состава, а также от наличия глинистых разностей. Следовательно, давление разрыва $P_р$ является трудно рассчитываемой величиной, но принципиально оно может соотноситься с горным давлением $P_г$ следующим образом:

$$P_р \gtrless P_г.$$

В зависимости от соотношения $P_р/P_г$ в определенной степени зависит и ориентация в пространстве образующихся трещин. Таким образом, соотношение $P_р/P_г$ в реальных случаях может быть самым различным. Практика показывает, что во многих случаях $P_р < P_г$.

В общем случае давление разрыва зависит от следующих основных факторов:

— горного давления $P_г$;
— проницаемости ПЗС и наличия в ней микротрещин;
— прочности и упругих свойств горной породы;
— структуры порового пространства;

— свойств жидкости разрыва;
— геологического строения объекта;
— технологии проведения ГРП и др.

Разрыв осуществляют так называемой жидкостью разрыва, а заполнение образовавшихся или расширившихся трещин — закрепляющим материалом с жидкостью-носителем.

5.3.2. МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ ТРЕЩИН

При реализации ГРП в призабойной зоне могут образовываться трещины различной пространственной ориентации: горизонтальные, вертикальные или наклонные. На рис. 5.4 приведена схема горизонтальной и вертикальной трещин.

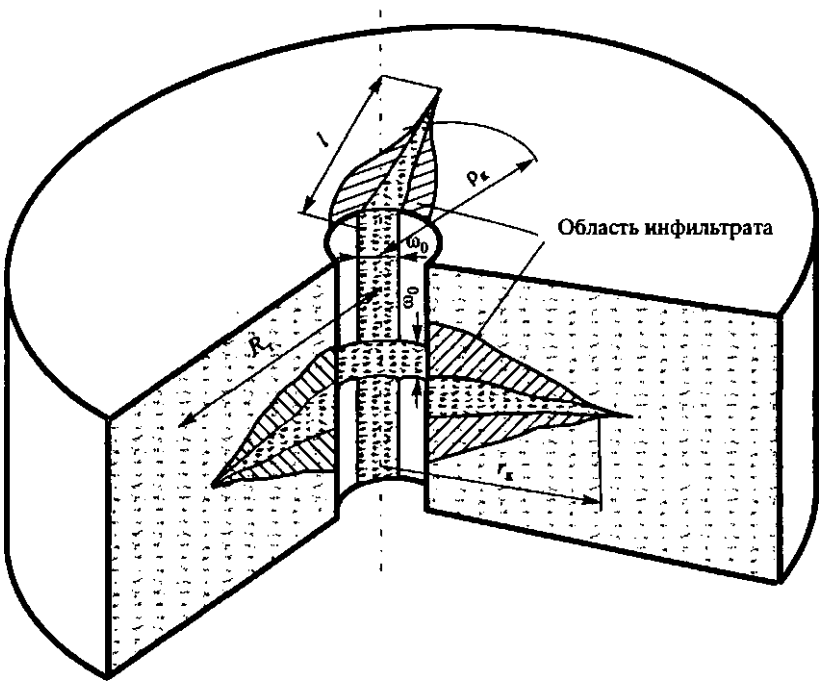


Рис. 5.4. Схема горизонтальной и вертикальной трещин

А. Образование горизонтальной трещины

Если в призабойную зону скважины нагнетать слабофильтрующуюся (среднефильтрующуюся) жидкость, то фильтрация начинается в наиболее проницаемые области ПЗС, определяемые, как правило, наличием трещин. Фильтрация возможна только при определенном перепаде давлений $\Delta P_ф$, зависящем от ряда факторов:

$$\Delta P_ф = P_{заб} - P_{пл}. \qquad (5.13)$$

В этом случае слабофильтрующаяся жидкость действует как клин, увеличивая длину и раскрытость горизонтальной трещины. При этом положительный результат может быть получен только при определенном темпе закачки жидкости разрыва. Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяют по эмпирической зависимости:

$$Q_{мин.\,г} \geq 10^6 \frac{\pi R_т \omega_0}{\mu}, \qquad (5.14)$$

где $Q_{мин.\,г}$ — минимальная подача насосным агрегатом жидкости разрыва для образования горизонтальной трещины, м^3/с;

$R_т$ — радиус горизонтальной трещины, м;

ω_0 — ширина трещины на стенке скважины, м (см. рис. 5.4);

μ — вязкость жидкости разрыва, мПа с.

Принципиально возможно образование горизонтальной трещины и фильтрующейся жидкостью, что связано с существенным увеличением темпа и давления закачки.

Б. Образование вертикальной (наклонной) трещины

Если используется нефильтрующаяся жидкость разрыва, то по мере повышения давления закачки напряжение в горной породе возрастает. При определенном напряжении, превышающем предел прочности породы на сжатие, порода разрывается. Физически этот процесс протекает следующим образом. По мере роста давления закачки напряжение в горной породе возрастает и происходит ее сжатие. Сжатие происходит до определенного предела, определяемого прочностью на сжатие. После превышения этого предела порода не может сопротивляться увеличивающемуся сжатию и растрескивается. После снятия давления закачки возникают остаточные трещины (трещины разуплотнения), как правило, вертикальной или наклонной ориентации.

Минимальный темп закачки жидкости разрыва рассчитывают по следующей эмпирической зависимости:

$$Q_{\text{мин. в}} \geq 10^6 \frac{h\omega_0}{\mu}, \qquad (5.15)$$

где $Q_{\text{мин. в}}$ — минимальная подача насосным агрегатом жидкости разрыва для образования вертикальной трещины, м³/с;

h — толщина пласта, м.

Так как в процессе закачки определенная часть жидкости фильтруется в породу $\Delta Q_{\text{ф}}$, формируя вдоль трещин зоны инфильтрата, действительный темп закачки жидкости разрыва $Q_{\text{д}}$ должен быть выше такового, рассчитываемого по формулам (5.14) и (5.15):

$$Q_{\text{д}} = Q_{\text{мин}} + \Delta Q_{\text{ф}}. \qquad (5.16)$$

5.3.3. РАСЧЕТ РАЗМЕРОВ ТРЕЩИН

1. Горизонтальная трещина

А. Разрыв фильтрующейся жидкостью

Принимается, что давление жидкости в трещине при разрыве приближенно равняется горному давлению $P_{\text{г}}$. На границе трещины (область инфильтрата, рис. 5.4) давление жидкости постоянно и равно пластовому $P_{\text{пл}}$.

В этом случае раскрытость (ширина) трещины на стенке скважины ω_0 равна:

$$\omega_0 = \frac{16}{3} \frac{\left(1-\nu^2\right)\left(P_{\text{заб}} - P_{\text{г}}\right) R_{\text{г}}}{\pi E}, \qquad (5.17)$$

где $P_{\text{заб}}$ — давление закачки на забое скважины (забойное давление в период закачки жидкости разрыва), МПа;

E — модуль упругости породы (модуль Юнга), равный (1÷2) 10^4 МПа.

Приближенная оценка радиуса образующейся трещины может быть выполнена по эмпирической формуле:

$$R_{\text{т}} = \left(0{,}0134 - 1{,}6 \cdot 10^{-6} H\right) Q \sqrt{\frac{\mu t}{k}}, \qquad (5.18)$$

где H — глубина образовавшейся трещины от устья скважины, м;

Q — подача жидкости разрыва, л/с;

μ — вязкость жидкости разрыва, Па с;

t — время закачки жидкости разрыва в трещину, с;

k — проницаемость ПЗС, м².

Б. Разрыв нефильтрующейся жидкостью

Ширина трещины в этом случае рассчитывается по формуле:

$$\omega_0 = \frac{8(1-\nu^2)(P_{заб} - P_г)R_т}{\pi E}. \qquad (5.19)$$

Как следует из сравнения (5.17) и (5.19), ширина образующейся трещины при разрыве нефильтрующейся жидкостью на 67% больше таковой при разрыве фильтрующейся жидкостью.

Объем жидкости закачки $V_ж$ рассчитывается так:

$$V_ж = \frac{5(1-\nu^2)(P_{заб} - P_г)R_т^2}{E}. \qquad (5.20)$$

Изменение забойного давления в функции времени $P_{заб}(t)$ в течение закачки жидкости разрыва рассчитывается по формуле:

$$\left[\frac{P_{заб}(t) - P_г}{E}\right]^3 \frac{\left[P_{заб}(t) - P_г\right]}{P_{заб}(t)} = 0{,}0463\frac{(1+\nu^2)^2}{E}\frac{Q\mu}{V_ж}. \qquad (5.21)$$

При постоянной подаче жидкости (Q = const) разрыва объем закачиваемой жидкости

$$V_ж = Qt + V_0, \qquad (5.22)$$

где t — время закачки жидкости разрыва, с;

V_0 — начальный объем жидкости в трещине, л (обычно принимается $V_0 = 0$).

2. Вертикальная трещина

А. Разрыв фильтрующейся жидкостью

Раскрытость трещины на стенке скважины такова:

$$\omega_0 = \frac{4(1-2\nu)(1+\nu)(\Delta P_{заб} - P_{гг})}{3E}\sqrt{\frac{V_ж Q\mu}{2\pi^2 h^2 m k P_г}}, \qquad (5.23)$$

где $\Delta P_{заб}$ — перепад давлений между давлением на забое скважины $P_{заб}$ и давлением в пласте $P_{пл}$

$$\Delta P_{заб} = P_{заб} - P_{пл}; \qquad (5.24)$$

m — пористость пласта, доли ед.;

k — проницаемость коллектора, м²;

h — толщина пласта, м.

Формула (5.23) получена для случая линейного распределения давления в трещине.

Длина трещины l рассчитывается по формуле:

$$l = \sqrt{\frac{V_ж Q \mu}{2\pi^2 h^2 m k P_{тг}}}. \qquad (5.25)$$

Объем закачиваемой жидкости:

$$V_ж = \frac{\pi m l^2 h}{4}\left(\rho_к^2 + \frac{1}{\rho_к^2}\right), \qquad (5.26)$$

где $\rho_к$ — радиус области, занятой отфильтровавшейся в пласт через стенки трещины жидкостью закачки, м (см. рис. 5.4).

Б. Разрыв нефильтрующейся жидкостью

При условии $P_{заб} < 1{,}35\,P_{тг}$ раскрытость трещины такова:

$$\omega_0 = \frac{4\left(1-\nu^2\right)\ l\ \left(P_{заб} - P_{тг}\right)}{E}, \qquad (5.27)$$

а длина:

$$l = \sqrt{\frac{V_ж E}{5{,}6\left(1-\nu^2\right)h\left(P_{заб} - P_{тг}\right)}}. \qquad (5.28)$$

Изменение забойного давления в функции времени при закачке жидкости разрыва

$$\frac{P_{заб}(t)}{P_{тг}}\left[\frac{P_{заб}(t)}{P_{тг}} - 1\right]^{-3} = 5{,}25\frac{1}{\left(1-\nu^2\right)^2}\left(\frac{E}{P_{тг}}\right)^2\frac{Q\mu}{P_{тг}V_ж}. \qquad (5.29)$$

Объем жидкости закачки рассчитывается по (5.22).

5.4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ГРП

Процесс гидравлического разрыва пласта (ГРП) состоит из трех принципиальных операций: создание в коллекторе искусственных трещин (или расширение естественных); закачка по НКТ в ПЗС жидкости с наполнителем трещин; продавка жидкости с наполнителем в трещины для их закрепления. При этих операциях используют три категории различных жидкостей: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочную жидкость. Каждая из этих жидкостей (рабочих агентов) должна удовлетворять определенным специфическим требованиям. Вместе с тем указанные рабочие агенты должны удовлетворять следующим общим требованиям.

1. Рабочие агенты (жидкости), закачиваемые в пласт, не должны уменьшать проницаемость ПЗС. При этом, в зависимости от категории скважины (добывающая; нагнетательная; добывающая, переводимая под нагнетание воды), используются различные по своей природе рабочие жидкости.

2. Контакт рабочих жидкостей с горной породой ПЗС или с пластовыми флюидами не должен вызывать никаких отрицательных физико-химических реакций, за исключением случаев применения специальных рабочих агентов с контролируемым и направленным действием.

3. Рабочие жидкости не должны содержать значительного количества посторонних механических примесей (т.е. их содержание регламентируется для каждого рабочего агента).

4. При использовании специальных рабочих агентов, например, нефтекислотной эмульсии, продукты химических реакций должны быть полностью растворимыми в продукции пласта и не снижать проницаемости ПЗС.

5. Вязкость используемых рабочих жидкостей должна быть стабильной и иметь низкую температуру застывания в зимнее время (в противном случае процесс ГРП должен проводиться с использованием подогрева).

6. Рабочие жидкости предпочтительно должны быть легкодоступными, недефицитными и недорогостоящими.

Технология проведения ГРП заключается в совокупности следующих операций:

① Подготовка скважины — исследование на приток или приемистость, что позволяет получить данные для оценки давления разрыва, объема жидкости разрыва и других характеристик.

② Промывка скважины — скважина промывается промывочной жидкостью с добавкой в нее определенных химических реагентов. При необходимости осуществляют декомпрессионную обработку, торпедирование или кислотное воздействие. При этом рекомендуется использовать насосно-компрессорные трубы диаметром 3–4″ (трубы меньшего диаметра нежелательны, т.к. велики потери на трение).

③ Закачка жидкости разрыва. Жидкость разрыва — тот рабочий агент, закачкой которого создается необходимое для разрыва горной породы давление для образования новых и раскрытия существовавших в ПЗС трещин. В зависимости от свойств ПЗС и других параметров используют либо фильтрующиеся, либо слабофиль-

трующиеся жидкости. В качестве жидкостей разрыва можно использовать:

в добывающих скважинах

— дегазированную нефть;

— загущенную нефть, нефтемазутную смесь;

— гидрофобную нефтекислотную эмульсию;

— гидрофобную водонефтяную эмульсию;

— кислотно-керосиновую эмульсию и др.;

в нагнетательных скважинах

— чистую воду;

— водные растворы соляной кислоты;

— загущенную воду (крахмалом, полиакриламидом — ПАА, сульфит-спиртовой бардой — ССБ, карбоксиметилцеллюлозой — КМЦ);

— загущенную соляную кислоту (смесь концентрированной соляной кислоты с ССБ) и др.

При выборе жидкости разрыва необходимо учитывать и предотвращать набухаемость глин, вводя в нее химические реагенты, стабилизирующие глинистые частицы при смачивании (гидрофобизация глин).

Как уже отмечалось, давление разрыва не является постоянной величиной и зависит от ряда факторов.

Повышение забойного давления и достижение величины давления разрыва возможно при соблюдении следующего. Объемная скорость закачки жидкости разрыва определенной вязкости и проницаемость ПЗС должны удовлетворять в каждый момент времени закачки условию, когда скорость закачки опережает скорость поглощения жидкости пластом. Из данного условия очевидно, что в случае низкопроницаемых пород давление разрыва может быть достигнуто при использовании в качестве жидкости разрыва жидкостей невысокой вязкости при ограниченной скорости их закачки. Если породы достаточно хорошо проницаемы, то при использовании маловязких жидкостей закачки требуется большая скорость закачки; при ограниченной скорости закачки необходимо использовать жидкости разрыва повышенной вязкости. Если ПЗС представлена коллектором высокой проницаемости, то следует применять большие скорости закачки и высоковязкие жидкости. Совершенно очевидно, что при этом должна учитываться и толщина продуктивного горизонта (пропластка), определяющая приемистость скважины.

Важным технологическим вопросом является определение момента образования трещины и его признаки. Момент образования трещины в монолитном коллекторе характеризуется изломом на зависимости «объемный расход жидкости закачки — давление закачки» и значительным снижением давления закачки. Раскрытие уже существовавших в ПЗС трещин характеризуется плавным изменением зависимости «расход — давление», но снижения давления закачки не отмечается. В обоих случаях признаком раскрытия трещин является увеличение коэффициента приемистости скважины. Практика проведения ГРП показывает, что раскрытие естественных трещин достигается при существенно меньших давлениях закачки, чем это происходит в монолитных породах.

④ Закачка жидкости-песконосителя. Песок или любой другой материал, закачиваемой в трещину, служит наполнителем трещины, являясь, по существу, каркасом внутри нее и предотвращает смыкание трещины после снятия (снижения) давления. Жидкость-песконоситель выполняет транспортную по отношению к наполнителю функцию.

Основными требованиями к жидкости-песконосителю являются высокая пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость.

Указанные требования диктуются условиями эффективного заполнения трещин наполнителем и исключением возможного оседания наполнителя в отдельных элементах транспортной системы (устье, НКТ, забой), а также преждевременной потерей наполнителем подвижности в самой трещине. Низкая фильтруемость предотвращает фильтрацию жидкости-песконосителя в стенки трещины, сохраняя постоянную концентрацию наполнителя в трещине и предотвращая закупорку трещины наполнителем в ее начале. В противном случае концентрация наполнителя в начале трещины возрастает за счет фильтрации жидкости-песконосителя в стенки трещины, и перенос наполнителя в трещине становится невозможным (закупорка трещины).

В качестве жидкостей-песконосителей в добывающих скважинах используются вязкие жидкости или нефти, желательно со структурными свойствами; нефтемазутные смеси; гидрофобные водонефтяные эмульсии; загущенная соляная кислота и др. В нагнетательных скважинах в качестве жидкостей-песконосителей используются растворы ССБ; загущенная соляная кислота; гидрофильные неф-

теводяные эмульсии; крахмально-щелочные растворы; нейтрализованный черный контакт (НЧК) и др.

Для снижения потерь на трение при движении этих жидкостей с наполнителем по НКТ используют специальные добавки (депрессоры) — растворы на мыльной основе; высокомолекулярные полимеры и т.п.

⑤ Закачка продавочной жидкости. Основной целью этой жидкости является продавка жидкости-песконосителя до забоя и задавка ее в трещины. С целью предотвращения образования пробок из наполнителя, как показывает практика, должно соблюдаться следующее условие:

$$\upsilon \cdot \mu \geq 1, \qquad (5.30)$$

где υ — скорость движения жидкости-песконосителя в колонне НКТ, м/с;

μ — вязкость жидкости-песконосителя, мПа с.

Как правило, в качестве продавочных используются жидкости с минимальной вязкостью. В добывающих скважинах часто используют собственную дегазированную нефть (при необходимости ее разбавляют керосином или соляркой); в нагнетательных скважинах используется вода, как правило, подтоварная.

Более подробные сведения о рабочих агентах и их свойствах приведены в специальной литературе.

В качестве наполнителя трещин могут использоваться:

— кварцевый отсортированный песок с диаметром песчинок 0,5 ÷ 1,2 мм, который имеет плотность около 2600 кг/м^3. Так как плотность песка существенно больше плотности жидкости-песконосителя, то песок может оседать, что предопределяет высокие скорости закачки;

— стеклянные шарики;

— зерна агломерированного боксита;

— полимерные шарики;

— специальный наполнитель — проппант.

Основные требования к наполнителю:

— высокая прочность на сдавливание (смятие);

— геометрически правильная шарообразиая форма.

Совершенно очевидно, что наполнитель должен быть инертиым по отношению к продукции пласта и длительное время не изменять своих свойств. Практически установлено, что концентрация наполнителя изменяется от 200 до 300 кг на 1 м^3 жидкости-песконосителя.

© После закачки наполнителя в трещины скважина оставляется под давлением. Время выстойки скважины под давлением должно быть достаточным, чтобы система (ПЗС) перешла из неустойчивого в устойчивое состояние, при котором наполнитель будет прочно зафиксирован в трещине. В противном случае в процессе вызова притока, освоения и эксплуатации скважины наполнитель выносится из трещин в скважину. Если при этом скважина эксплуатируется насосным способом, вынос наполнителя приводит к выходу из строя погружной установки, не говоря об образовании на забое пробок из наполнителя. Вышесказаинное является чрезвычайно важным техно-

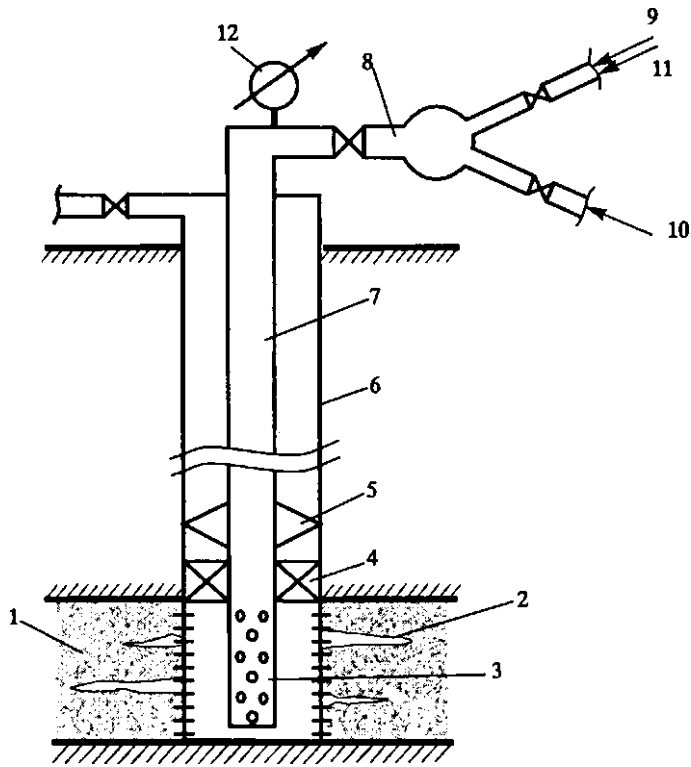


Рис. 5.5. Принципиальная схема оборудования скважины для проведения ГРП:

1 — продуктивный пласт; 2 — трещина; 3 — хвостовик; 4 — пакер; 5 — якорь; 6 — обсадная колонна; 7 — колонна НКТ; 8 — устьевое оборудование; 9 — жидкость разрыва; 10 — жидкость-песконоситель; 11 — жидкость продавки; 12 — манометр

логическим фактором, пренебрежение которым резко снижает эффективность ГРП вплоть до отрицательного результата.

⑦ Вызов притока, освоение скважины и ее гидродинамическое исследование. Следует подчеркнуть, что проведение гидродинамического исследования является обязательным элементом технологии, т.к. его результаты служат критерием технологической эффективности процесса.

Принципиальная схема оборудования скважины для проведения ГРП представлена на рис. 5.5. При проведении ГРП колонна НКТ должна быть запакерована и заякорена.

Важными вопросами при проведении ГРП являются вопросы определения местоположения, пространственной ориентации и размеров трещин. Такие определения должны быть обязательными при производстве ГРП в новых регионах, т.к. позволяют разработать наилучшую технологию процесса. Перечисленные задачи решаются на основе метода наблюдения за изменением интенсивности гамма-излучения из трещины, в которую закачана порция наполнителя, активированная радиоактивным изотопом, например, кобальта, циркония, железа. Сущность данного метода заключается в добавлении к чистому наполнителю определенной порции активированного наполнителя и в проведении гамма-каротажа сразу после образования трещин и закачки в трещины порции активированного наполнителя; сравнивая эти результаты гамма-каротажа, судят о количестве, местоположении, пространственной ориентации и размерах образовавшихся трещин. Указанные исследования выполняются специализированными промыслово-геофизическими организациями.

5.5. РАСЧЕТ НЕКОТОРЫХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ ГРП

Основными рассчитываемыми параметрами являются:

Давление закачки на устье скважины

$$P_{з.у} = P_{заб} - P_{ж} + P_{тр}, \qquad (5.31)$$

где $P_{заб}$ — давление на забое скважины при закачке, МПа;

$P_{ж}$ — вес гидростатического столба жидкости закачки (песконосителя, продавки) в скважине, МПа

$$P_{ж} = \rho_{ж.з}\, g\, H, \qquad (5.32)$$

$\rho_{ж.з}$ — плотность жидкости закачки (песконосителя, продавки), кг/м^3;

H — глубина скважины, м.

Если закачивается жидкость-песконоситель, то ее плотность рассчитывается с учетом наполнителя:

$$\rho_{ж.э} = \rho_{ж}(1 - \beta_{н}) + \rho_{н}\beta_{н}, \quad (5.33)$$

где $\rho_{ж}$ — плотность чистой жидкости-песконосителя, кг/м^3;

$\rho_{н}$ — плотность наполнителя, кг/м^3;

$\beta_{н}$ — объемное содержание наполнителя (в расчете на 1 м^3 жидкости-песконосителя), доли ед.

$$\beta_{н} = \frac{V_{н}}{V_{н} + 1м^3}, \quad (5.34)$$

$V_{н}$ — объемная концентрация наполнителя в 1 м^3 жидкости, м^3/м^3

$$V_{н} = C_{н}/\rho_{н}, \quad (5.35)$$

$C_{н}$ — массовая концентрация наполнителя в 1 м^3 жидкости-песконосителя, кг/м^3.

Как уже отмечалось, $C_{н}$ = 200–300 кг/м^3, но в ряде случаев массовая концентрация может изменяться от 100 до 500 кг/м^3,

$P_{тр}$ — потери на трение в НКТ при закачке жидкости.

Если расчет ведется для жидкости-песконосителя, то эти потери необходимо считать по зависимостям для пульпы.

Число насосных агрегатов n:

$$n = \frac{P_{э.у}Q_{факт}}{P_{а}Q_{а}\kappa_{тс}} + 1, \quad (5.36)$$

где $Q_{факт}$ — расчетная подача при закачке, л/с;

$Q_{а}$ — подача агрегата при давлении $P_{а}$, л/с;

$P_{а}$ — рабочее давление агрегата, МПа;

$\kappa_{тс}$ – коэффициент технического состояния насосного агрегата (на практике принимается равным 0,5÷0,8).

5.6. ТЕХНИКА ДЛЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Как правило, гидроразрыв пласта проводят по колонне НКТ, спускаемой в скважину и закрепляемой на расчетной глубине пакером и якорем. Пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой и пакеры без опоры на забой. Эластичные элементы пакера при герметизации выдерживают высокие перепады давлений. Внутренние проходные каналы пакера имеют различные диаметры и предназначены для пропуска через пакер труб, оборудования или инструмента. Так как в процессе разрыва пласта под пакером создается высокое давление, существенно превышающее гидростатическое

давление столба жидкости над пакером в затрубном пространстве, на пакер действует значительная страгивающая сила, что может вызвать его перемещение вверх и продольный изгиб НКТ. Для фиксации колонны НКТ с пакером в обсадной колонне выше пакера устанавливают гидравлический якорь плашечного типа. При создании внутри якоря избыточного давления зубчатые плашки раздвигаются и вдавливаются в обсадную колонну, надежно фиксируя спущенное в скважину оборудование.

Поверхностное оборудование для производства ГРП включает: специальные насосные агрегаты износостойкого исполнения, например, 4АН-700. Привод силового насоса этого агрегата — дизельный двигатель, который через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса. Характеристики насосно-силового блока зависят от типа агрегата.

Для приготовления смеси «жидкость-песконоситель» используют пескосмесительные агрегаты с автоматически регулируемыми дозаторами жидкости и наполнителя. Принципиально такой агрегат включает двигатель привода насоса, центробежный пульповый насос, специальный двухкамерный бункер для наполнителя, смесительное устройство с четырехлопастными мешалками и систему двух горизонтальных и одного наклонного шнеков. Горизонтальные шнеки подают наполнитель из одной или другой камеры к наклонному шнеку, по которому наполнитель направляется в смесительное устройство. Одновременно из автоцистерн в смесительное устройство по трубопроводу подается жидкость-песконоситель. Приготовленная смесь пульповым насосом подается на прием главного насоса высокого давления насосного агрегата и далее в скважину.

Неотъемлемым элементом при производстве ГРП являются цистерны, которые оборудованы различными насосами (центробежным и плунжерным, как правило, трехплунжерным). Центробежный насос предназначен для подачи жидкости-песконосителя на пескосмесительный агрегат. Трехплунжерный насос предназначен для заполнения цистерны жидкостью, отбора жидкости из цистерны и перекачку жидкости потребителю из любой другой емкости. Цистерны оборудованы змеевиками для прогрева жидкости в холодное время, а также необходимыми средствами автоматики. Как правило, цистерны устанавливаются на шасси автомобиля повышенной проходимости.

При производстве ГРП обязательным элементом является манифольдный блок высокого давления, предназначенный для обвязки выкидных насосных агрегатов и присоединения их к специальной арматуре устья скважины. Манифольдный блок транспортируется на платформе автомобиля. Он включает в себя:

1. Напорный кованый стальной коллектор с отводами для присоединения выкидных линий насосных агрегатов. Напорный коллектор имеет датчики давления, плотностномер и расходомер. Напорный коллектор оборудован необходимыми системами дистанционного управления, контроля и регистрации параметров процесса, кранами, предохранительными клапанами и т.п. Все контрольно-измерительные и автоматические системы дистанционно связаны со станцией контроля и управления процессом ГРП, установленной на шасси автомобиля и оборудованной системами звуковой и телефонной (радио) связи.

2. Распределительный коллектор с предохранительным клапаном, служащий для распределения рабочих жидкостей между насосными агрегатами и имеющий большое проходное сечение. К коллектору можно подключать десять присоединительных линий.

3. Комплект вспомогательных трубопроводов высокого давления, а также комплект быстросъемных шарнирных соединений высокого давления.

4. Крановая арматура, шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструмент для сборки, разборки и опрессовки соединительных манифольдов.

5. Арматура устья скважины, например, 1АУ-700 или 2АУ-700. Арматура рассчитана на рабочее давление до 70 МПа. Верхняя часть арматуры имеет боковые отводы с гибкими соединениями, а также манометр с масляным разделителем. Нижняя часть арматуры рассчитана на давление до 32 МПа и имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями и сообщается с затрубным пространством скважины.

Здесь не представлены ни схемы, ни чертежи используемого оборудования, т.к. оно изучается в курсе нефтепромыслового оборудования, а дается только краткое описание принципиального устройства и работы.

В настоящее время в России создан новый отечественный комплекс оборудования для ГРП на давление до 105 МПа — КО ГРП-105/50 К с условным проходным диаметром струны — 50 мм.

В состав комплекса входят :

— насосные установки УН-1000×105 К (5 шт);

— установки для доставки сыпучих материалов и приготовления жидкостно-песчаной смеси УДКПС-50/12 К (2 шт);

— установки насосные с цистерной УЩ-60×25/14 К (4 шт);

— установка быстросборного манифольда МБ-105/50 К (1 шт);

— предохранитель фонтанной арматуры ПФА-105/50 К (1 шт);

— арматура устья АУ-105/50 К (1 шт);

— станция централизованного автономного контроля и управления ЦАК (1 шт).

Комплекс характеризуется следующими параметрами:

— суммарная потребляемая мощность — 5400 л.с.;

— наибольшее давление нагнетания — 105 МПа;

— наибольшая суммарная подача — 200 л/с;

— обвязка нагнетательного манифольда — одно или двухструнная;

— условный проход струны — 50 мм;

— сбор и обработка информации — автономный передвижной центр управления и контроля;

— масса — 160 т.

Основой установки УН-1000×105 К является трехплунжерный насос нового поколения НП-1000 К. Этот насос высокого давления имеет безразъемную станину, четырехопорный коленчатый вал, клапанные узлы с улучшенной гидродинамикой, плунжерные пары с абразивнокоррозионностойкими уплотнительными пакетами переменной жесткости. Этот насос по КПД, массогабаритным и другим характеристикам превосходит известные зарубежные аналоги.

Для привода насоса НП-1000 К создан силовой энергоблок на базе газотурбинного двигателя ГТД-1250 с планетарной многоскоростной трансмиссией, который значительно превосходит энергоблоки с дизельным двигателем. В состав установки УН-1000×105 К входит также трубная обвязка с новой запорной и предохранительной арматурой высокого давления.

Следует отметить, что все виды оборудования комплекса КО ГРП-105/50 К являются самодостаточными и могут использоваться как

---

* Новый отечественный комплекс для гидравлического разрыва пластов на давление 105 МПа.// «Наука и техника в газовой промышленности», №1, 2000.

отдельно, так и совместно с известным отечественным и зарубежным нефтегазопромысловым оборудованием аналогичного назначения.

5.7. ВИДЫ ГРП

Существует большое количество видов ГРП, но все они могут быть классифицированы по следующим признакам:

1. По типу скважины
— добывающие нефтяные;
— добывающие газовые;
— нагнетательные.
2. По применяемому внутрискважинному оборудованию
— без НКТ (разрыв по обсадной колонне);
— с использованием НКТ;
— без пакера (давление разрыва пласта действует на обсадную колонну);
— с пакером.
3. По числу пластов в разрезе скважины
— один;
— два;
— несколько.
4. По виду ГРП
— простой;
— поинтервальный (многократный);
— направленный;
— избирательный;
— массированный;
— глубокопроникающий;
— комбинированный (например, кислотная обработка + ГРП, щелевая разгрузка + ГРП и т.д.).
5. По типу используемых при ГРП жидкостей и наполнителей.

Каждый вид гидроразрыва имеет не только свои преимущества, но и недостатки и предназначен для определенных типов коллекторов и геологического строения ПЗС. Конечно, рассмотреть все виды гидроразрыва, приведенные выше, не представляется возможным не столько по причине ограниченного объема учебника, сколько по методологическим соображениям. Так как простой гидроразрыв описан достаточно подробно, рассмотрим наиболее сложный вид ГРП — поинтервальный или многократный. В совокупности с

информацией по простому ГРП читатель в состоянии самостоятельно рассмотреть все другие виды ГРП.

5.8. ПОИНТЕРВАЛЬНЫЙ (МНОГОКРАТНЫЙ) ГРП

Такой вид гидроразрыва предназначен либо для больших толщин продуктивного горизонта (h 10 м), либо для продуктивного горизонта, представленного чередованием проницаемых и непроницаемых разностей (слоистый пласт, например, песчаники и глинистые прослои). В этих случаях эффективность гидроразрыва определяется количеством трещин на большой толщине продуктивного горизонта или трещиной в каждом песчаном прослое (в случае слоистого пласта).

Рассмотрим поинтервальный гидроразрыв для случая слоистого продуктивного горизонта, схема которого представлена на рис. 5.6. Продуктивный горизонт представлен тремя песчаными разностями, разделенными между собой глинистыми пропластками. Перфорацией вскрыты только песчаные пропластки. Разрыв ведется сверху вниз.

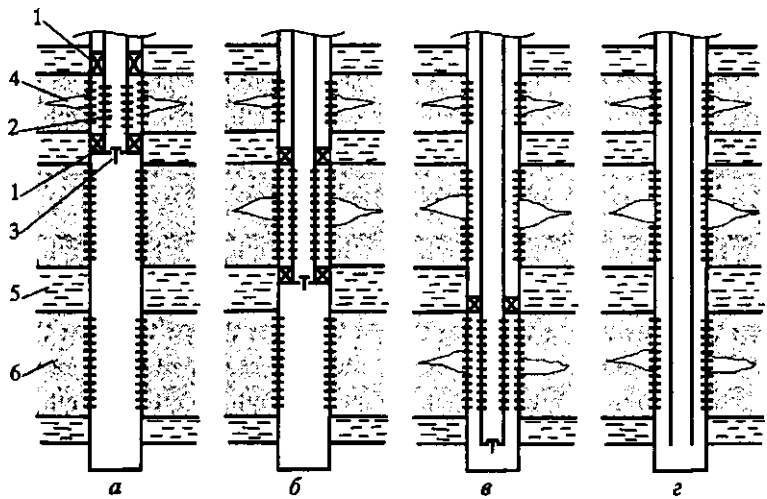


Рис. 5.6. Схема поинтервального гидроразрыва в слоистом пласте:

а — разрыв в верхнем песчаном пропластке; б — разрыв в среднем песчаном пропластке; в — разрыв в нижнем песчаном пропластке; г — скважина после ГРП; 1 — пакер; 2 — хвостовик НКТ; 3 — обратный клапан; 4 — трещина; 5 — глинистый пропласток; 6 — песчаный пропласток

По схеме рис. 5.6 реализуется многократный (поинтервальный) направленный гидроразрыв с использованием двух пакеров, с помощью которых изолируется пропласток для проведения гидроразрыва от других песчаных пропластков. После проведения ГРП в верхнем пропластке (рис. 5.6 а) система разъякоривается и распакеруется; производится допуск до следующего объекта, система пакеруется и заякоривается (рис. 5.6 б). После проведения ГРП производится допуск оборудования до нижнего пропластка (рис. 5.6 в). На рис. 5.6 г показана схема скважины после проведения многократного направленного гидроразрыва.

Преимущества и недостатки данного вида гидроразрыва вытекают из представленной схемы (рис. 5.6). Техническая реализация и основные требования к рабочим агентам и наполнителю не отличаются от таковых для простого ГРП, достаточно полно рассмотренного раньше.

Оценка технологической эффективности выполненного ГРП будет рассмотрена ниже.

Таким образом, рассмотрен один из наиболее распространенных методов гидрогазодинамического воздействия на призабойные зоны скважин с целью интенсификации притока или приемистости — гидравлический разрыв пласта.

Рассмотрим также наиболее распространенный метод физико-химического воздействия — кислотные обработки.

5.9. КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ПЗС

Как следует из табл. 4.1, известно много методов кислотного воздействия, которые основаны на способности некоторых кислот растворять горные породы или цементирующий материал. Применение таких кислот связано с:

1. Обработкой ПЗС в залежах с карбонатными коллекторами.
2. Обработкой ПЗС в залежах с терригенными коллекторами.
3. Растворением глинистых или цементных частиц, попавших в ПЗС в процессе бурения и цементирования скважины.
4. Растворением выпавших в призабойной зоне скважины солей.

Для обработки карбонатных коллекторов наибольшее распространение получила соляная кислота, а для обработки терригенных коллекторов – смесь соляной и плавиковой кислот (глиняная кислота).

Различают несколько видов солянокислотных обработок, среди которых:

— Обычная СКО.
— Кислотная ванна.
— СКО под давлением.
— Поинтервальная или ступенчатая СКО и др.

5.9.1.1. Общие положения

Рассмотрим обычную солянокислотную обработку. Эта обработка ПЗС основана на способности соляной кислоты растворять карбонатные породы по следующим реакциям. Известняк $CaCO_3$:

$$CaCO_3 + 2HCl = CaCl_2 + H_2O + CO_2\uparrow. \quad (5.37)$$

Доломит $CaMg(CO_3)_2$:

$$CaMg(CO_3)_2 + 4HCl = CaCl_2 + MgCl_2 + 2H_2O + 2CO_2\uparrow. \quad (5.38)$$

Продукты реакции хорошо растворимы в воде и сравнительно легко удаляются из призабойной зоны при вызове притока и освоении.

Реакция начинается со стенки скважины, но особенно эффективна в поровых каналах. Установлено, что при этом диаметр скважины не увеличивается, а расширяются только поровые каналы, приобретая форму узких и длинных каверн.

Основное назначение обычной солянокислотной обработки заключается в закачке кислоты в пласт (разветвленная система микротрещин и капиллярных каналов (пор) в ПЗС), по возможности, на значительное расстояние от стенки скважины с целью расширения размеров микротрещин и каналов, улучшения их сообщаемости между собой, что увеличивает проницаемость системы и дебит (приемистость) скважины. Глубина проникновения кислоты в пласт зависит от скорости реакции. В свою очередь, скорость реакции зависит от вещественного (химического) состава породы, удельного объема кислотного раствора ($м^3/м^2$ поверхности породы), от температуры, давления и концентрации кислоты (кислотного раствора).

Скорость реакции кислоты (кислотного раствора) характеризуется временем ее нейтрализации при взаимодействии с породой и зависит от температуры следующим образом: в зависимости от вещественного состава карбонатной породы скорость реакции возрастает от 1,5 до 8 раз при повышении температуры от 20 до 60°С. При этом изменение концентрации кислотного раствора от 5 до 15% HCl не оказывает практического влияния на скорость реакции даже при температуре 60°С.

Для обработки ПЗС используются, как правило, кислотные растворы с концентрацией 8–15% в зависимости от вещественного состава пласта.

При низких концентрациях раствора глубина его проникновения в пласт увеличивается, но при этом возрастают потребные объемы кислотного раствора, что в определенной степени осложняет процесс освоения скважины после СКО из-за большого количества продуктов реакции. Применение высококонцентрированных растворов HCl приводит к образованию насыщенных с повышеиной вязкостью растворов $CaCl_2$ и $MgCl_2$, которые трудно извлекаются из пласта при освоении. Кроме того, существенно возрастает коррозия оборудования и труб. С другой стороны, кислотные растворы с концентрацией более 15% HCl хорошо растворяют гипс и ангидрит, образуя твердый осадок, выпадающий в ПЗС и снижая ее проницаемость. Обычно высококонцентрированные растворы HCl можно применять при охлаждении их, иапример, жидким азотом, что способствует увеличению глубины их проникновения в пласт.

Повышение давления приводит к снижению скорости реакции. Экспериментально установлено, что время нейтрализации 75% объема кислотного раствора увеличивается в 7–10 раз при повышении давления с 0,1 МПа до 0,7 МПа ; при увеличении давления от 0,7 до 1 МПа время нейтрализации увеличивается в 30–35 раз, а при увеличении давления с 2 до 6 МПа скорость реакции снижается в 70 раз. На рис. 5.7 показаны качественные зависимости влияния на время нейтрализации кислотного раствора $T_н$ давления P и температуры t.

5.9.1.2. Особенности концентрированной соляной кислоты

Концентрированная соляная кислота содержит 27,5–31% HCl. Как правило, концентрированная кислота не используется для обычных СКО, т.к. она чрезвычайно активна по отношению к металлам и вызывает их интенсивную коррозию. Кроме того, концентрированная соляная кислота растворяет содержащийся в карбонатных породах ангидрит ($CaSO_4$) и гипс ($CaSO_4\,2H_2O$) по следующим реакциям:

— ангидрит

$$\left.\begin{aligned} &CaSO_4 + 2HCl = H_2SO_4 + CaCl_2,\\ &H_2SO_4 + CaCl_2 = \underset{\downarrow}{CaSO_4} + 2HCl. \end{aligned}\right\} \qquad (5.39)$$

— гипс

$$\left.\begin{aligned} CaSO_4 \cdot 2H_2O + HCl &= H_2SO_4 + CaCl_2 + 2H_2O, \\ H_2SO_4 + CaCl_2 + 2H_2O &= \underline{CaSO_4 \cdot 2H_2O} \downarrow + 2HCl. \end{aligned}\right\} \qquad (5.40)$$

Таким образом, ангидрит и гипс, содержащиеся в скелете породы, после взаимодействия с концентрированной HCl выпадают в осадок в поровом пространстве, снижая проницаемость ПЗС вплоть до ее закупорки.

Именно поэтому для проведения СКО необходимо применять кислотные растворы, концентрация которых была бы такой, чтобы предотвратить интенсивную коррозию металлов и растворение из скелета породы ангидрита и гипса, но в то же время, чтобы они хорошо растворяли карбонатные породы. Рациональной считается концентрация кислотных растворов от 6 до 15%.

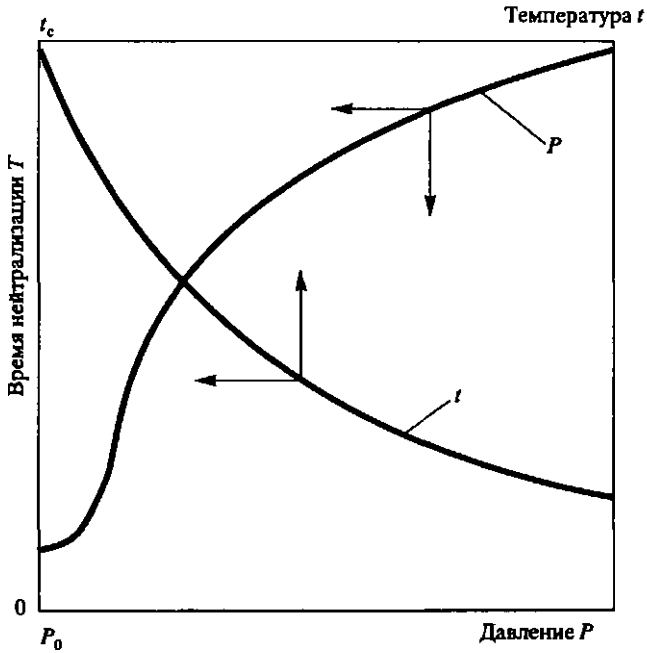


Рис. 5.7. Влияние давления и температуры на время нейтрализации кислотного раствора:

P_0 — атмосферное давление; t_c — стандартная температура (t_c = 20°C)

По условиям производства соляной кислоты в концентрированной кислоте содержатся определенные примеси, способные при реакции с карбонатными породами (продуктами основной реакции) давать твердые осадки. К таким примесям относятся:

1. Серная кислота H_2SO_4, которая взаимодействуя с продуктами основной реакции (см. зависимости (5.37) и (5.38)), образует гипс, выпадающий в осадок:

$$H_2SO_4 + CaCl_2 + 2H_2O = \underset{\downarrow}{CaSO_4 \cdot 2H_2O} + 2HCl. \qquad (5.41)$$

2. Хлорное железо $FeCl_3$

$$Fe + 2HCl = FeCl_2 + H_2 \uparrow . \qquad (5.42)$$

$FeCl_2$ преобразуется в $FeCl_3$, выпадающий в осадок.

3. Фтористый водород и фосфорная кислота, образующие с продуктами основной реакции нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция ($Ca_3(PO_4)_2$)

$$HF + CaCl_2 = \underset{\downarrow}{CaF_2} + 2HCl, \qquad (5.43)$$

$$2H_3PO_4 + 3CaCl_2 = \underset{\downarrow}{Ca_3(PO_4)_2} + 6HCl. \qquad (5.44)$$

Исходя из вышеизложенного для получения качественного раствора соляной кислоты необходимо использовать специальные химические реагенты, устраняющие из соляной кислоты вредные примеси.

5.9.1.3. Химические реагенты, применяемые при солянокислотных обработках

1. Выделение H_2SO_4 осуществляется при приготовлении кислотного раствора. Обычно доводят концентрацию концентрированной соляной кислоты до 15%, затем добавляют хлористый барий $BaCl_2$ (в концентрированной кислоте хлористый барий плохо растворим):

$$H_2SO_4 + BaCl_2 = \underset{\downarrow}{BaSO_4} + 2HCl. \qquad (5.45)$$

После реакции кислотный раствор отстаивается, а осадок $BaSO_4$ удаляется.

В противном случае:

$$H_2SO_4 + CaCO_3 + 2H_2O = \underline{CaSO_4 \cdot 2H_2O} + H_2O + CO_2\uparrow, \quad (5.46)$$

$$\downarrow$$

$$H_2SO_4 + CaCO_3 = \underline{CaSO_4} + H_2O + CO_2\uparrow, \quad (5.47)$$

$$\downarrow$$

т.е. призабойная зона скважины в процессе СКО может быть закупорена гипсом и ангидритом.

2. Соляная кислота хорошо реагирует с алюминием Al и железом Fe

$$Al + 2HCl = AlCl_2 + H_2\uparrow, \quad (5.48)$$

$$2AlCl_2 + 2HCl = \underline{2AlCl_3} + H_2\uparrow, \quad (5.49)$$

$$\downarrow$$

т.е. $AlCl_3$ после нейтрализации HCl выпадает в осадок,

$$Fe + 2HCl = FeCl_2 + H_2\uparrow,$$

$$2FeCl_2 + 2HCl = \underline{2FeCl_3} + H_2\uparrow, \quad (5.51)$$

$$\downarrow$$

т.е. $FeCl_3$ выпадает в осадок после нейтрализации HCl.

С другой стороны:

$$Al_2O_3 + 6HCl = \underline{2AlCl_3} + 3H_2O, \quad (5.52)$$

$$\downarrow$$

$$Fe_2O_3 + 6HCl = \underline{2FeCl_3} + 3H_2O, \quad (5.53)$$

$$\downarrow$$

т.е. количество осадка в ПЗС при проведении СКО может быть достаточно большим, что снижает проницаемость ПЗС. По этим причинам раствор соляной кислоты должен обрабатываться специальными химическими реагентами.

К этим реагентам относятся:

Стабилизаторы — водорастворимые вещества, стабилизирующие свойства кислотного раствора. С целью предотвращения выпадения или удаления солей Al и Fe используют, как правило, уксусную кислоту (CH_3COOH). Соли железа и алюминия образуют устойчи-

вые соединения, удерживаемые в растворе. При этом снижается скорость реакции кислотного раствора. Добавка уксусной кислоты изменяется от 0,8 до 2% от объема кислотного раствора.

Наличие в породе кремния Si при реакции с HCl может вызвать образование гелей кремниевой кислоты (H_2SiO_3), закупоривающих ПЗС:

$$CaCO_3 + SiO_2 + 2HCl = \underline{H_2SiO_3} + CaCl_2 + CO_2 \uparrow . \qquad (5.54)$$

$$\downarrow$$

С целью предотвращения образования гелей кремниевой кислоты используют фтористо-водородную кислоту HF, которая полностью растворяет Si:

$$SiO_2 + 6HF = H_2SiF_6 + 2H_2O . \qquad (5.55)$$

H_2SiF_6 остается в растворенном соединении и не образует осадка. Добавка HF изменяется от 1 до 2% от объема кислотного раствора.

Ингибиторы — водорастворимые вещества, понижающие коррозионную активность HCl. В качестве ингибиторов используют:

— формалин (до 1%) — снижает коррозионную активность в 7–8 раз. Формалин представляет собой 40%-й раствор формальдегида (CH_2O) в воде. Формалин не влияет на скорость реакции;

— уникол ПБ-5 (0,05–0,1%) — снижает коррозионную активность в 10–15 раз. Растворяется только в растворе HCl, не растворяется в воде;

— реагент И-1-А (до 0,4%) в смеси с уротропином (до 0,8%) используется при высоких давлении $P_{пл}$ и температуре $t_{пл}$. При температуре 87°С и давлении 38 МПа снижает коррозионную активность в 90 раз;

— $УФЭ_8$ — ингибирующее действие выше, чем у формалина, но ниже, чем у уникола ПБ-5;

— ДС (до 0,5%) — снижает скорость коррозии до 3 раз (нефтяной продукт на основе серы или натрия).

Кроме того, в качестве ингибиторов используют катапин-А, реагент В-2, карбозолин-О, реагент «Север-1».

Интенсификаторы — вещества, обеспечивающие удаление продуктов реакции из призабойной зоны скважины (поверхностно-активные вещества — ПАВ). ПАВ снижают межфазное натяжение, способствуют выносу воды и отмыву нефти с поверхности горной породы. В качестве интенсификаторов используются также спир-

ты, сульфокислоты, МЛ-72, ОП-10, марвелан К(О), реагент 4411, тержитол, катапин-А и др.

Порядок приготовления раствора HCl: вода — ингибиторы — стабилизаторы — концентрированная соляная кислота — хлористый барий — интенсификаторы.

Раствор перемешивается, отстаивается в течение 2–3 часов, фильтруется, после чего он готов к употреблению. Приготовление кислотного раствора производится на специальной кислотной базе.

5.9.2. ТЕХНОЛОГИЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОБЫЧНОЙ СКО

Технология проведения обычной СКО заключается в последовательном выполнении следующих операций:

1. Промывка скважины (прямая, обратная или комбинированная). Выполняется при открытых задвижках на устье и затрубном пространстве. Жидкость, заполняющая скважину, и жидкость промывки поступают в емкость на поверхности.

В процессе этой операции скважина очищается не только от грязи, но и от отложений смол, парафинов и асфальтенов, которые могут отлагаться в ПЗС, в перфорационных каналах и на стенках скважины. При этом в качестве жидкостей промывки используются: керосин, дизельное топливо, пропан-бутановая фракция, конденсат и др. растворители. После промывки добывающая скважина заполняется, как правило, нефтью. Если скважина расположена в зоне ВНК и есть опасение, что после СКО вода может подняться, нижнюю часть продуктивного пласта не обрабатывают. В этом случае после промывки нижняя часть скважины на расчетную величину толщины продуктивного горизонта заполняется жидкостью — бланкетом. В качестве бланкета обычно используют концентрированный раствор хлористого кальция. Объем бланкета $V_Б$ рассчитывают по формуле:

$$V_Б = \frac{\pi}{4} D_c^2 h', \qquad (5.56)$$

где D_c — внутренний диаметр обсадной колонны (скважины), м;

h' — часть толщиины пласта, которая не должна обрабатываться раствором HCl, м.

Транспортировка бланкета на забой осуществляется нефтью после расчета времени, в течение которого расчетный объем бланкета достигает положенной глубины.

2. Закачивают расчетиый объем кислотного раствора в скважину. Объем кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны. Как правило, радиус обработки ПЗС при первичном воздействии наименьший. Чтобы последующие обработки (вторая, третья и т.д.) были технологически эффективными, необходимо увеличивать радиус обработки в сравнении с радиусом предыдущей обработки. Анализ результатов первичных СКО показывает, что удельный расход кислотного раствора на метр обрабатываемой толщины зависит от коллекторских свойств ПЗС: для низкопроницаемых коллекторов невысокой пористости удельный расход 15%-го раствора HCl изменяется от 0,2 до 0,6 м³/м; для высокопроницаемых коллекторов — от 0,2 до 0,9 м³/м; для трещинных коллекторов — от 0,3 до 0,9 м³/м.

При закачке кислотного раствора в скважину в течение времени достижения им обрабатываемого пласта задвижка на затрубном пространстве открыта, после чего она закрывается.

3. Продавливают кислотный раствор в ПЗС, продолжая агрегатом закачку расчетного объема кислоты в скважину. Затем кислотный раствор продавливается нефтью или водой до полного его поглощения пластом. После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины. Скважина закрыта.

4. Нейтрализация кислотного раствора за счет реагирования его с обрабатываемой породой. Время нейтрализации, как уже отмечалось, зависит от давления и температуры и изменяется от 1 ч. до 24 ч.

5. После нейтрализации кислотного раствора проводят вызов притока и освоение, а затем — исследование скважины. По результатам исследования до обработки и после судят о технологическом эффекте.

5.9.3. ТЕХНИКА, ПРИМЕНЯЕМАЯ ПРИ СКО

Приготовление кислотного раствора осуществляется, как правило, на специальных кислотных базах, организованных на территории нефтедобывающего района. Для перевозки необходимых объемов кислотного раствора на скважины используются автоцистерны различного объема (до 20 м³). Для защиты емкостей от воздействия кислоты (или растворов кислоты) они гуммируются или

покрываются специальными химически стойкими эмалями. При работе при низких температурах воздуха емкости оборудуются специальными нагревателями-змеевиками. Перекачка кислотных растворов осуществляется специальными центробежными насосами кислотоупорного исполнения с различными подачами и напорами.

Закачка кислотных растворов в скважину осуществляется специальными насосными агрегатами на автомобильном шасси, например, «Азинмаш 30 А». Насосный агрегат включает в себя гуммированную цистерну для кислотного раствора, насос высокого давления (как правило, трехплунжерный насос одинарного действия) с приводом от коробки отбора мощности автомобиля. Сменные плунжеры насоса позволяют регулировать подачу в широких пределах (от единиц до десятков л/с). Давление, создаваемое насосом, также меняется от единиц до десятков МПа. Параметры работы насоса зависят от скорости (как правило, насосный блок имеет 5 скоростей). Наряду с насосным агрегатом, для кислотных обработок используется цементировочный агрегат (типа ЦА-320М), который играет роль подпорного насоса для основного агрегата, подавая технологические жидкости на прием силового насоса. Кроме того, агрегат ЦА-320М, оборудованный ротационным насосом низкого давления и емкостями, позволяет перемешивать кислотный раствор с различными реагентами, добавляемыми в него на скважине, а также при необходимости перекачивать растворы из одних емкостей в другие.

Кроме агрегата ЦА-320М, при кислотных обработках при необходимости применяется и агрегат для гидравлического разрыва пласта, например, 4АН-700.

Важнейшим техническим элементом при проведении СКО являются специальная устьевая головка высокого давления на быстросъемных соединениях. Головка оборудована обратным клапаном (его наличие обязательно!) и задвижкой высокого давления, соединенной с выкидом насосного агрегата. На поверхности при обвязке цистерн и агрегатов используются прочные металлические трубы. В зависимости от технологических параметров СКО одновременно могут использоваться несколько однотипных агрегатов, обвязываемых в единую систему.

Совершенно очевидно, что при проведении СКО необходимо строго соблюдать правила обеспечения безопасности жизнедеятельности и защиты окружающей среды.

Кроме обычной СКО, на практике достаточно широко применяются другие виды кислотного воздействия, которые отличаются от обычной СКО технологией их реализации. Рассмотрим некоторые из них.

5.9.4. КИСЛОТНЫЕ ВАННЫ

Данные обработки применяются, как правило, в скважинах с открытым забоем после бурения или в процессе вызова притока и освоения. Основной целью кислотных ванн является очистка ПЗС от остатков глинистой корки, цементных частиц (при цементировании обсадной колонны выше продуктивного горизонта), отложений солей (кальцитовых) пластовой воды и др. Объем кислотного раствора должен равняться объему скважины от подошвы до кровли коллектора. Закачка расчетного объема раствора ведется при давлении, определяемом сопротивлениями в системе без задавки его в ПЗС. Концентрация раствора для кислотных ванн выше и достигает 20%. Это связано с тем, что при кислотных ваннах не происходит перемешивания раствора на забое. Время нейтрализации при таких обработках выше, чем при обычной СКО, и достигает 16–24 ч.

5.9.5. КИСЛОТНЫЕ ОБРАБОТКИ ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Этот вид обработок предназначен для повышения эффективности кислотного воздействия на призабойные зоны неоднородного по проницаемости коллектора. При обычной СКО кислотный раствор проникает в хорошо проницаемые разности, а зоны пониженной проницаемости фактически остаются необработанными. Технология СКО под давлением отличается от обычной обработки следующим. Сначала проводится гидродинамическое исследование скважины со снятием профиля притока (приемистости) с целью установления зон повышенной проницаемости и поглощающих трещин. После этого скважина обычным образом готовится к обработке. Затем в скважину до кровли продуктивного горизонта спускается колонна НКТ, на конце которой размещен пакер с якорем. В определенный момент времени колонна пакеруется и заякоривается во избежание повреждения обсадной колонны выше продуктивного горизонта высоким давлением закачки кислотного раствора. После этого проводится закупорка высокопроницаемых разностей закачкой в них высоковязкой нефтекислотной эмульсии. Нефтекислотная эмульсия готовит-

ся на скважине из смеси 12%-го раствора HCl и нефти, при этом используется центробежный насос штатной техники (автоцистерны). Соотношение компонентов эмульсии таково: 70% по объему — кислотный раствор, 30% по объему — дегазированная нефть. Если дегазированная нефть легкая, к ней добавляют, например, окисленный мазут, гудрон и др. С целью получения хорошего качества эмульсии к ней добавляют эмульгирующие вещества. Вязкость образующейся эмульсии зависит от дисперсности ее компонентов, т.е. от времени перемешивания. При достаточно длительном времени перемешивания получают мелкодисперсную эмульсию с вязкостью до 10 Па с. Полученная таким образом нефтекислотная эмульсия закачивается в призабойную зону, проникает в зоны повышенной проницаемости и заполняет их. Продавка эмульсии ведется при открытой задвижке на затрубном пространстве до момента, пока эмульсия не достигнет кровли продуктивного горизонта (башмака НКТ). После этого производят пакеровку и заякоривание НКТ и закрывают затрубную задвижку. Если в НКТ закачан расчетный объем кислотного раствора, то продавка эмульсии осуществляется кислотным раствором. Давление закачки увеличивается, и эмульсия проникает в зоны повышенной проницаемости. По достижении границы раздела «нефтекислотная эмульсия — кислотный раствор» башмака НКТ давление закачки вновь возрастает. Под действием повышенного давления кислотный раствор закачивается в низкопроницаемые разности, что существенно увеличивает охват пласта процессом кислотного воздействия. Объемы нефтекислотной эмульсии рассчитываются по результатам гидродинамического исследования скважины, профилей притока (приемистости), а также коллекторских свойств обрабатываемой зоны пласта. Все остальные технологические операции не отличаются от таковых для обычной кислотной обработки.

5.10. ТЕРМОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА

Термокислотная обработка предназначена для повышения эффективности кислотных обработок карбонатных коллекторов, когда в процессе эксплуатации скважин в призабойной зоне отлагаются асфальто-смоло-парафиновые (АСП) вещества, блокирующие карбонатную породу для нормальной реакции ее с кислотным раствором. Эффективной кислотная обработка будет только в том случае, если предварительно удалить с поверхности карбонатной породы асфаль-

то-смоло-парафиновые отложения (АСПО). Удаление АСПО возможно в процессе промывки после их расплавления. Расплавление АСПО достигается за счет экзотермической реакции взаимодействия соляно-кислотного раствора HCl с магнием или его сплавами:

$$Mg + 2HCl = MgCl_2 + H_2 \uparrow + Q_т, \qquad (5.57)$$

где $Q_т$ — количество теплоты, выделяющееся при реакции, кДж.

Хлористый магний остается в растворе. Количество выделяющейся при реакции теплоты $Q_т$ зависит от многих факторов: концентрации кислотного раствора, его количества, количества магния и его вида (магниевая пыль, крошка, стружка или бруски), степени нейтрализации раствора и т.д.

Установлено, что при взаимодействии 1 кг Mg с 18,61 л 15% раствора соляной кислоты достигается полная нейтрализация раствора и полный расход магния. При этом выделяется 18987 кДж теплоты.

Оценим максимальное повышение температуры продуктов реакции, предполагая потери тепла в окружающую среду нулевыми. Уравнение теплового баланса таково:

$$Q_т = V_р \rho_р C \Delta t,$$

где $V_р$ — объем жидкости при реакции, равный объему 15%-го кислотного раствора;

$\rho_р$ — плотность кислотного раствора ($\rho_р$ принимается равиым плотности воды 1000 кг/м^3), кг/м^3;

C — удельиая теплоемкость жидкой части продуктов реакции, кДж/(кг град);

Δt — повышение температуры, °С,

откуда

$$\Delta t_{макс} = \frac{Q_т}{V_р \rho_р C}. \qquad (5.58)$$

Примем удельную теплоемкость жидкой части продуктов реакции равной удельной теплоемкости воды С = 4,186 кДж/(кг град). Подставляя исходные данные в (5.58), получим:

$$\Delta t_{макс} = \frac{18987}{18{,}61 \cdot 10^{-3} \cdot 10^3 \cdot 4{,}186} \approx 243{,}7^{\circ} C.$$

Таким образом, максимально возможнос повышение температуры при полиой реакции составляет ~ 243°С, т.е. эта температура вполне достаточна для расплавления АСПО и очистки ПЗС.

Выполненными исследованиями показано, что скорость реакции Mg и HCl зависит от давления: при P = 0,1 МПа для 15% кислотного раствора скорость реакции составляет 58,6 кг/час на 1 м^2 поверхности магния; при P = 14 МПа — 0,55 кг/час на 1 м^2. При этом отмечено, что повышение температуры раствора до 60–70°С снижает концентрацию кислотного раствора с 15% до 11%. Температура нагрева жидкости регулируется количеством магния и скоростью закачки кислотного раствора.

Термокислотная обработка проводится с использованием специального скважинного реактора, схема которого представлена на рис. 5.8, а принцип действия понятен из рисунка.

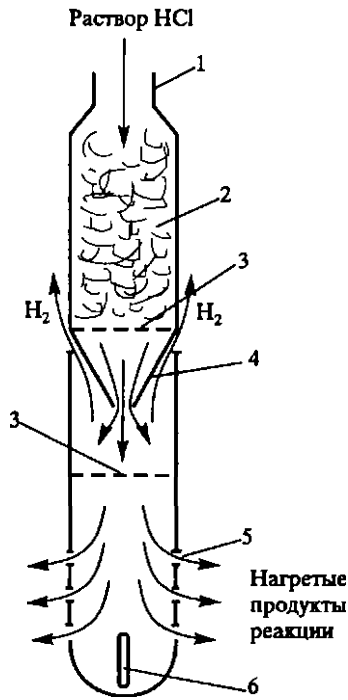


Рис. 5.8. Схема скважинного реактора:

1 — резьба для соединения с НКТ; 2 — камера для загрузки металлического магния; 3 — решетка; 4 — конус; 5 — отверстие для выхода нагретых жидких продуктов реакции; 6 — максимальный термометр

Термокислотная обработка выполняется в два этапа.

1. Термическая обработка. Рассчитываются такие количества металлического магния и кислотного раствора, чтобы произошла полная нейтрализация по магнию, а температура поднялась до расчетной величины, достаточной для расплавления в ПЗС асфальто-смоло-парафиновых отложений. Частично непрореагировавшая кислота обрабатывает только пристенную зону ПЗС, не проникая глубоко в пласт. Основное химическое воздействие осуществляется на втором этапе.

2. Термокислотная обработка. Количество кислотного раствора берется существенно большим, чем при термической обработке. На первом этапе идет термическая обработка, затем продолжается термокислотная. Процесс осуществляется как при обычной СКО.

Расход магния на одну обработку колеблется от 40 до 100 кг, расход 15% кислотного раствора — до 10 м^3.

С целью снижения коррозии металла кислотный раствор ингибируется формалином (0,5% по объему), а стабилизируется уксусной кислотой (до 1,5% по объему). При такой обработке использование уникола нежелательно, т.к. он снижает скорость растворения магния.

5.11. ГЛИНОКИСЛОТНАЯ ОБРАБОТКА (ОБРАБОТКА ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ)

Глиняной кислотой называется смесь 3–5%-й фтористо-водородной (HF) и 8–10%-й соляной кислот. Терригенные коллекторы содержат, как правило, малое количество карбонатов, изменяющееся, в среднем, от 1 до 5% по массе. Основная масса таких коллекторов представлена силикатными веществами (кварц) и алюмосиликатами (каолин).

Известно, что силикатные вещества практически не взаимодействуют с соляной кислотой, хотя хорошо растворяются в плавиковой (фтористо-водородной).

Сущность глинокислотной обработки терригенных коллекторов и состоит в учете особенностей их строения. При контакте глиняной кислоты с терригенными породами небольшое количество карбонатного материала, реагируя с солянокислотной частью раствора, растворяется, а фтористо-водородная кислота, медленно реагирующая с кварцем и алюмосиликатами, достаточно глубоко проникает в ПЗС, повышая эффективность обработки. Основные реакции протекают следующим образом:

$$SiO_2 + 4HF = SiF_4 + 2H_2O\,. \qquad (5.59)$$

Далее:

$$3SiF_4 + 4H_2O = \underline{Si(OH)_4}\downarrow + 2H_2SiF_6\,. \qquad (5.60)$$

Кремнефтористоводородная кислота H_2SiF_6 остается в растворе, а кремниевая кислота $Si(OH)_4$ при понижении кислотности раствора может образовывать гель кремниевой кислоты, выпадающий в осадок и закупоривающий призабойную зону.

Реакция алюмосиликатов с HF такова:

$$H_4Al_2SiO_9 + 14HF = 2AlF_3 + 2SiF_4 + 9H_2O. \qquad (5.61)$$

Соль фтористого алюминия AlF_3 остается в растворе, а фтористый кремний SiF_4, соединяясь с водой в соотвстствии с (5.60), образует $Si(OH)_4$ и H_2SiF_6.

Таким образом, общая реакция следующая:

$$H_4Al_2SiO_9 + 12HF = 2AlF_3 + \underline{Si(OH)_4}\downarrow + H_2SiF_6 + 5H_2O. \qquad (5.62)$$

Соляная кислота в смеси с HF служит не только для растворения карбонатного материала терригенного коллектора, о чем уже говорилось, но в значительной степени она предотвращает образование гелей кремниевой кислоты, удерживая кремниевую кислоту в растворе. Фтористоводородная кислота реагирует и с карбонатами, например, с известняком:

$$CaCO_3 + HF = \underline{CaF_2}\downarrow + H_2O + CO_2\uparrow. \qquad (5.63)$$

Фторид кальция выпадает в осадок, приводя к снижению проницаемости. Поэтому соляная кислота, входящая в состав глинянной, предотвращает образование CaF_2. Можно использовать и следующую технологию двухступенчатой кислотной обработки: на первом этапе провести обычную соляно-кислотную обработку, а на втором этапе закачать глиняную кислоту. Удаление карбонатов из ПЗС на первом этапе позволяет сохранить кислотность раствора на втором этапе, предотвращая тем самым образование гелей кремниевой кислоты.

Реакция HF с кварцем достаточно медленная, а с алюмосиликатами — быстрая. Поэтому плавиковая кислота, воздействуя в ос-

новном на глины и аргиллиты, разрушает глинистое цементирующее вещество терригенного коллектора, приводя к снижению его прочности.

Пары HF чрезвычайно ядовиты, так что при работе с этой кислотой необходимы усиленные меры предосторожности. Поэтому на практике вместо HF часто используют менее опасный фторидбифторидаммоний NH_4FHF в виде твердого кристаллического вещества. Один кг NH_4FHF химически эквивалентен 1,55 л 40%-й плавиковой кислоты. Фторидбифторидаммоний растворяют в соляной кислоте, что приводит к частичной ее нейтрализации (поэтому для растворения NH_4FHF используют солянокислотный раствор повышенной до 15% концентрации):

$$NH_4FHF + 2HCl = 2HF + NH_4Cl. \qquad (5.64)$$

Образующийся хлористый аммоний NH_4Cl остается в растворенном состоянии.

Ингибиторами для глиняной кислоты являются: формалин, каптаптин, уротропин, уникол, ингибиторы В-1, В-2, производные мышьяка или меди, меркаптаны. Норматив добавки ингибиторов от 0,2 до 1% по объему.

В качестве интенсификаторов используют ПАВ, например, ОП-1, а в качестве стабилизаторов ПАВ — лимонную кислоту, молочную кислоту (от 1 до 3%), 10%-й раствор уксусной кислоты.

Технология проведения обработки и используемая техника принципиально не отличаются от таковых при обычной СКО.

Рассмотренные методы физико-химического воздействия на призабойные зоны скважин достаточно широко применяются в различных нефтедобывающих районах мира, хотя успешность этих методов не является стопроцентной. Во многих случаях лучшие результаты дают комбинированные методы.

5.12. ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ПЗС

Основой термогазохимического воздействия (ТГХВ) послужили работы по разрыву пласта под давлением газов, образующихся при сгорании на забое скважины порохового заряда. При этом характеристики сгорающего пороха (температура, давление и объем газов горения) зависят от времени горения. В результате экспериментальных исследований было установлено, что сжигание медленногорящего пороха приводит к существенному повышению температуры на забое скважины, а большое количество газообразных продуктов

горения и их химическая активность (особенно к карбонатам) оказывают благоприятное воздействие на ПЗС.

При быстром сгорании порохового заряда давление на забое скважины может достигать 100 МПа, что влечет механическое воздействие на ПЗС и образование в ней новых трещин, а также расширение имеющихся. Такое воздействие, по сути, аналогично гидроразрыву, а точнее, первой его фазе, т.е. образованию трещин без их закрепления наполнителем.

При сгорании 1 кг медленногорящего пороха выделяется от 800 до 1300 ккал тепла. Если сгорает заряд в 200 кг, то температура на забое может достигать 700°С. При этом скважинная жидкость нагревается, а под действием высокого давления поглощается пластом, прогревая его на расстояние до 20 м от стенки скважины.

При сгорании 1 кг медленногорящего пороха выделяется до 1м^3 газов горения, состоящих в основном из углекислого газа и хлористого водорода. Диоксид углерода, растворяясь в нефти, снижаст ее плотность и вязкость, увеличивает подвижность, а также снижает поверхностное натяжение на границе с водой и породой. Хлористый водород при наличии воды образует соляную кислоту, концентрация которой зависит от количества воды и газообразных продуктов горения и может достигать 5%. Соляная кислота, воздействуя на карбонатные коллекторы, увеличивает проницаемость ПЗС.

Таким образом, ТГХВ является комплексным: газогидродинамическое, тепловое и химическое воздействие на ПЗС. При этом образуются новые и расширяются имеющиеся в ПЗС трещины; под воздействием высокой температуры расплавляются АСПО, образовавшиеся в ПЗС во время эксплуатации скважины; реализуется улучшение физико-химических свойств нефти в желаемом направлении и, наконец, осуществляется химическое воздействие на коллектор (СКО). С целью повышения эффективности ТГХВ перед воздействием в скважину закачивают определенный объем кислоты (соляной, сульфаминовой и др.), т.е. проводят ТГХВ в кислотной среде.

Для проведения ТГХВ разработаны специальные глубинные аппараты, спускаемые в скважину на бронированном электрическом кабеле: например, АДС-5 и АДС-6 (аккумулятор давления скважинный; АДС-5 — для прогрева ПЗС и АДС-6 — для гидрогазоразрыва пласта). Инициирование горения пороха в этих аппаратах

осуществляется проволочной спиралью, нагреваемой электрическим током, подаваемым по кабелю.

Принципиальное отличие АДС-5 от АДС-6 заключается в различной поверхности горения порохового заряда. Выбор того или иного аккумулятора давления зависит от характера обработки ПЗС, а количество сгорающих элементов — от геолого-физических характеристик ПЗС. Воспламенение в аппарате АДС-5 начинается с верхнего торца порохового элемента. После сгорания первого элемента, снабженного электрическим воспламенителем, горение по специальному каналу передается нижерасположенному элементу и т.д. При этом давление на забое скважины возрастает медленно,

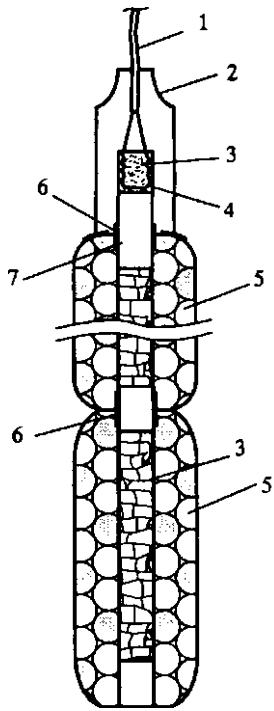


Рис. 5.9. Принципиальная схема порохового генератора давления бескорпусного ПГД-БК:

1 — электрический кабель (бронированный); 2 — кабельная головка-наконечник; 3 — внутренний заряд; 4 — электрический воспламенитель (спираль); 5 — пороховой элемент в оболочке; 6 — соединительная резьбовая муфта; 7 — соединительная трубка

а температура окружающей жидкости достигает значительной величины, зависящей от количества элементов (тепловая обработка).

Аппарат АДС-6 — длинная гирлянда из нескольких пороховых элементов, сообщающихся внутренним каналом. В зависимости от того, какое время сгорания элементов требуется, электрические воспламенители устанавливают в верхней, в верхней и нижней, а также в верхней, средней и нижней частях аппарата. При последней компоновке время сгорания стандартного заряда около 4 с, что позволяет создать на забое достаточное для разрыва пласта давление. Аппараты АДС были корпусными. Прочный металлический корпус, внутри которого закладывались пороховые элементы, имеет в верхней и нижней частях штуцеры для регулирования скорости истечения газов горения в скважину. Корпус аппарата вместе с кабельной головкой выдерживает до 20 операций.

В настоящее время вместо аппаратов АДС используют пороховые генераторы давления бескорпусные ПГД-БК, принципиальная схема которых представлена на рис. 5.9. ПГД-БК состоит из следующих основных элементов: кабельная головка-наконечник 2, соединяемая с кабелем 1 и соединительной резьбовой муфтой 6. В верхней части соединительной трубки 7 установлен внутренний заряд 3 и электрический воспламенитель 4, соединенный с электрическим кабелем 1. Вокруг соединительной трубки 7 располагаются пороховые элементы в оболочке 5. После проведения операции на кабеле остаются кабельная головка-наконечник 2, соединительная трубка 7 с муфтами 6. Все остальное сгорает.

Термогазохимическое воздействие является одним из эффективных средств искусственного воздействия на призабойные зоны как добывающих, так и нагнетательных скважин. При этом стоимость обработки сравнительно невысока.

Основным критерием успешности любого метода управления продуктивностью скважины является технолого-экономический эффект. Рассмотрим основные принципы расчета технологического эффекта.

5.13. ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЗС

Различают технологический и технолого-экономический (технико-экономический) эффект. Методология оценки технологического эффекта базируется на следующих документальных данных: па-

раметры работы системы «скважина—пласт» до проведения обработки и после ее реализации. К основным параметрам работы системы относятся:

— дебит (приемистость) скважины Q;

— забойное давление $P_{заб}$;

— индикаторная диаграмма;

— кривая восстановления забойного давления (КВД);

— профиль притока (приемистости).

Перед проведением того или иного метода воздействия на ПЗС необходимо проведение комплексного исследования скважины при работе на стационарных режимах, при работе на нестационарном режиме и дебитометрические исследования.

По результатам этих исследований строятся и обрабатываются: индикаторная диаграмма, КВД и профиль притока (приемистости). Кроме того, отбираются пробы продукции и определяются в лаборатории ее физико-химические характеристики. Все полученные данные служат основой для сравнения и сохраняются.

После проведения обработки ПЗС комплексное исследование повторяется, результаты обрабатываются и сохраняются.

Первым технологически важным показателем является изменение дебита скважины ΔQ:

$$\Delta Q = Q_1 - Q_0, \qquad (5.65)$$

где Q_0, Q_1 — соответственно дебит скважины до обработки и после.

Совершенно очевидно, что этот показатель не является единственным и представительным, т.к. дебит после обработки Q_1 может быть получен и за счет снижения забойного давления; поэтому сравниваются коэффициенты продуктивности (приемистости) — если индикаторные диаграммы линейны; в противном случае сравниваются коэффициенты пропорциональности «k» и показатели степени «n» обобщенного уравнения притока (приемистости) или коэффициенты А и В. Увеличение коэффициента продуктивности (приемистости) или соответствующее изменение k, n, А и В являются объективными показателями технологической эффективности проведенной обработки. Полученные в ходе обработки результатов гидродинамических исследований коэффициенты проницаемости, подвижности, гидропроводности и пьезопроводности призабойной зоны сравниваются между собой. Затем сравниваются результаты гидродинамических исследований на нестационарном режиме, дебитометрических исследований и свойств продукции.

Сравнение всех перечисленных показателей необходимо не столько для определения самой технологической эффективности, сколько для выявления, за счет какого показателя (либо совокупности показателей) системы получен положительный эффект. Это является абсолютно необходимым для новых нефтяных регионов при выборе самих методов управления продуктивностью и разработке технологии их реализации, а также для проверки адекватности выбранных методов реальным геолого-физическим свойствам объекта.

Таким образом, метод обработки ПЗС является технологически эффективным, если после обработки увеличивается коэффициент продуктивности (приемистости), коэффициенты проницаемости, подвижности, гидропроводности, пьезопроводности, а также дебит скважины. К технологическому эффекту также относятся выравнивание профиля притока (приемистости) и снижение обводненности добываемой продукции.

Вторым технологически важным показателем эффективности процесса является длительность положительного эффекта, например, дебита скважины и характер его снижения во времени.

На рис. 5.10 приведены гипотетические данные о технологической эффективности воздействия на ПЗС.

К моменту начала работ по искусственному воздействию на ПЗС t_0 скважина работала с дебитом $Q(t)=Q_0$. После проведения обработки и освоения скважины (момент t_1) дебит скважины увеличился до величины $Q_1>Q_0$, т.е. технологический эффект положителен (с учетом соответствующих изменений коэффициента продуктивности, проницаемости и т.д.).

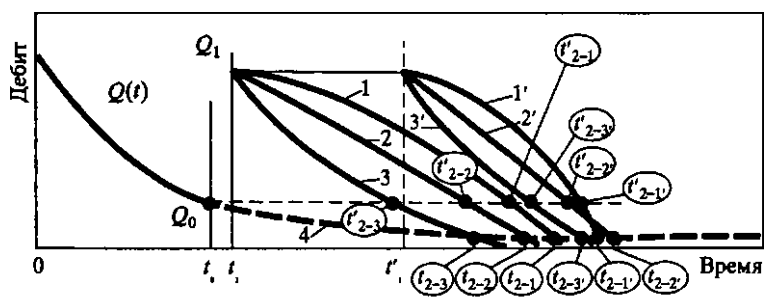


Рис. 5.10. К технологическому эффекту от искусственного воздействия на призабойную зону скважины

Можно предположить, что скважина в течение определенного времени (считая от t_1) t'_1 работает с постоянным дебитом Q_1, после чего ее дебит снижается в соответствии с законом 1′, 2′ или 3′. С другой стороны, можно предположить, что скважина сразу после обработки начинает работать со снижающимся во времени дебитом по закону 1, 2 и 3. Определение времени технологически положительного эффекта возможно вести по двум методам:

1. Сравнение фактического дебита на текущий момент времени с тем дебитом, с которым бы скважина работала на этот момент времени.

2. Сравнение фактического дебита на текущий момент времени с тем дебитом, с которым скважина работала до начала обработки ПЗС (Q_0).

Первый метод является фактически более обоснованным, но требует дополнительных вычислительных работ по определению по кривой $Q(t)$ темпа падения дебита (кривая 4) во времени, начиная с момента времени t_0. В соответствии с первым методом длительность технологического эффекта составляет:

— для закона падения дебита 1′— $t_{2-1'}$ (см. рис. 5.10);
— для закона падения дебита 2′— $t_{2-2'}$;
— для закона падения дебита 3′— $t_{2-3'}$;
— для закона падения дебита 1 — t_{2-1};
— для закона падения дебита 2 — t_{2-2};
— для закона падения дебита 3 — t_{2-3};

при этом $t_{2-2'} > t_{2-1'} > t_{2-3'} > t_{2-1} > t_{2-2} > t_{2-3}$.

Если в основу положить второй метод, то длительность технологического эффекта составляет соответственно: $t'_{2-1'2'}$; $t'_{2-3'}$; t'_{2-1}; t'_{2-2} и t'_{2-3}.

Совершенно очевидно, что от длительности технологического эффекта и характера падения дебита скважины во времени после обработки зависит количество добытой в результате обработки ПЗС нефти и, соответственно, экономическая эффективность обработки.

Кроме этого, при проведении массовых обработок ПЗС с использованием системного подхода к положительному эффекту следует относить равномерность выработки запасов углеводородов (предотвращение образования застойных нефтяных зон и прорывов закачиваемой воды при ППД по каналам низкого фильтрационного сопротивления), сокращение объемов и давления закачки воды и т.п.

Безусловно, мы рассмотрели лишь методологические основы определения технологической эффективности различных методов искусственного воздействия на призабойные зоны скважин без детальной проработки многих весьма интересных вопросов.

Снижение фильтрационно-емкостных характеристик призабойных зон скважин в ряде случаев связано с отложениями в ПЗС солей и повсеместно — с обводнением добывающих скважин.

5.14. ПРИЧИНЫ ОТЛОЖЕНИЯ В ПЗС СОЛЕЙ И ОБВОДНЕНИЯ СКВАЖИН

Как уже отмечалось, при вскрытии продуктивного горизонта призабойная зона скважины может насыщаться фильтратами различных растворов, а также различными по свойствам жидкостями. К основным причинам выпадения и отложения солей в ПЗС относятся:

1. Химическая несовместимость, например, фильтрата бурового (глинистого) раствора с пластовой или связанной водой.

Практикой установлено, что пластовые воды многих нефтяных месторождений представлены рассолами хлоркальциевого типа. Вследствие обработки бурового раствора химическими реагентами и постоянного их контакта со шламом фильтрат буровых растворов обогащается сульфатами, концентрация которых достигает 1%. Смешение пластовых вод с фильтратами приводит к образованию и выпадению в осадок труднорастворимых неорганических солей.

2. Изменение pH и химического состава пластовых вод при их смешении с другими водами (например, используемых при ППД заводнением) и с фильтратами может привести к снижению растворимости солей в системе и выпадению их в осадок.

Выпавшие в осадок в ПЗС соли служат источником кристаллизации солей из пересыщенных пластовых вод в процессе нормальной эксплуатации скважин. Можно предположить, что данный механизм является существенным при формировании значительного количества солеотложений в ПЗС в процессе эксплуатации с соответствующим снижением дебитов добывающих скважин.

К настоящему времени вопросы прогнозирования и контроля солеотложений в различных элементах добывающей системы достаточно полно изучены.*

Обводнение добывающих скважин — существеннейший фактор осложнения условий эксплуатации и бич всего процесса выработки запасов.

---

* В.Е. Кащавцев, И.Т. Мищенко. Прогнозирование и контроль солеотложений при добыче нефти. Учебное пособие. — М.: Нефть и газ, 2001, с. 134

Существует большое количество причин обводнения скважин и выявление основной из них является первостепенным вопросом. На рис. 5.11 приведена классификация причин обводнения добывающих скважин.

Анализ разработки нефтяных месторождений с подошвенной водой показывает, что образование конусов воды является нередко основной или единственной причиной обводнения скважин, эксплуатирующих литологически однородные пласты. При этом необходимо решать две важные задачи:

1. Определение рационального интервала вскрытия нефтенасыщенной части пласта.

2. Установление предельного безводного дебита скважины и соответствующей величины забойного давления.

Практика разработки месторождений с литологически однородными коллекторами и подошвенной водой показывает, что обводнение скважин наступает достаточно быстро и в безводный период



Рис. 5.11. Классификация основных причин обводнения добывающих скважин

из пласта можно извлечь лишь незначительную часть нефти (см. главу 4).

Вне зависимости от типа поступающей в добывающую скважину воды (подошвенная, контурная или закачиваемая в нефтенасыщенную часть пласта) соотношение воды и нефти в продукции скважины таково (см. формулы главы 4):

$$\frac{Q_в}{Q_н} = \frac{k_в h_в \mu_н \beta_н}{k_н h_н \mu_в \beta_в}, \qquad (5.66)$$

где $\beta_в$, $\beta_н$ — соответственно объемные коэффициенты воды и нефти в пластовых условиях, откуда вытекает, что обводненность нефти в процессе разработки объекта зависит только от соотношения проницаемостей водонасыщенной $h_в$ и нефтенасыщенной $h_н$ толщин пласта, самого отиошения этих толщин, отношения вязкостей и объемных коэффициентов воды и нефти. Указанное справедливо для одиородного пласта. Внутренние неоднородности в литологически однородных пластах часто оказываются причиной изменения времени и характера обводнения скважин.

Длительные промысловые исследования в процессе разработки нефтяных месторождений Западной Сибири показали скачкообразный характер обводнения добывающих скважин. При этом появление и плавное увеличение обводненности продукции на начальном этапе сменяется быстрым и резким ростом обводненности, что свидетельствует о существенном расширении путей притока воды в добывающую скважину. Такая закономерность обводнения характерна для скважин, эксплуатирующих как литологически однородные, так и неоднородные пласты. После скачкообразного резкого роста обводненности продукции в таких скважинах может наступить период ее стабилизации.

Стендовые исследования показали, что резкое ступенчатое увеличение обводненности продукции может быть обусловлено образованием каналов в заколонном пространстве вследствие нарушения контакта цементного камня с породой или стенкой обсадной колонны, а также из-за нарушения самого цементного камня. Указанные нарушения неизбежны в процессе эксплуатации скважиины по причине деформационных процессов, зависящих от величины забойного давления, о чем уже говорилось. Кроме этих причин, в процессе эксплуатации скважин в призабойной зоне (по крайней мере) формируются каналы низкого фильтрационного сопротивления

(НФС) в процессе искусственного заводнения, особенно при высоких давлениях нагнетания воды. На процесс обводнения скважин существенным образом влияет и неоднородность по проницаемости, которая в значительном количестве случаев является определяющей. Совершенно очевидно, что в этом случае коэффициент охвата объекта процессом разработки становится низким.

На рис. 5.12 в качестве примера приведены гистограммы распределения пористости (а) и проницаемости (б) пласта $ЮК_{10}$ Талинского нефтяного месторождения. Полимодальный характер распределения проницаемости говорит о значительной неоднородности коллектора по проницаемости, с чем, в первую очередь, связан характер обводнения добывающих скважин и низкая выработка запасов. Подтверждением этому служат зависимости обводненности продукции Талинского месторождения (рис. 5.13), построенные в функции удельной накопленной добычи нефти (приходящейся на 1м эффективной толщины пласта).

Из приведенного рисунка видно, что при отборе 400–1200 т нефти на 1м эффективной толщины обводненность продукции колеблется от 70% до 90%, а при отборе от 2000 до 2400 т/м обводненность превышает 95%. Конечно, получить высокий коэффициент нефтеотдачи в этом случае маловероятно.

С целью определения скорости продвижения закачиваемой воды к добывающим скважинам Талинского месторождения были



Рис. 5.12. Гистограммы распределения пористости (а) и проницаемости (б) пласта $ЮК_{10}$ Талинского месторождения

проведены специальные трассерные исследования с использованием «меченой» жидкости (флуоресцин натрия), которые показали, что скорость движения воды от нагнетательных до добывающих скважин колеблется от 344 до 1100 м/сут, составляя в среднем 607,25 м/сут.

Геофизическими исследованиями установлено, что на данном месторождении с ростом обводненности продукции скважин обводненная толщина пласта увеличивается незначительно, т.е. характер и особенности обводнения скважин Талинского месторождения связаны с резкой фильтрационной неоднородностью объекта разработки и наличием каналов низкого фильтрационного сопротивления, сформированных в значительной степени в процессе заводнения.

Таким образом, многообразие причин обводнения добывающих скважин существенно осложняет разработку адекватных методов борьбы с этим явлением. Именно поэтому в настоящее время отсутствуют универсальные методы борьбы с обводнением, пригодные для многих нефтяных месторождений.

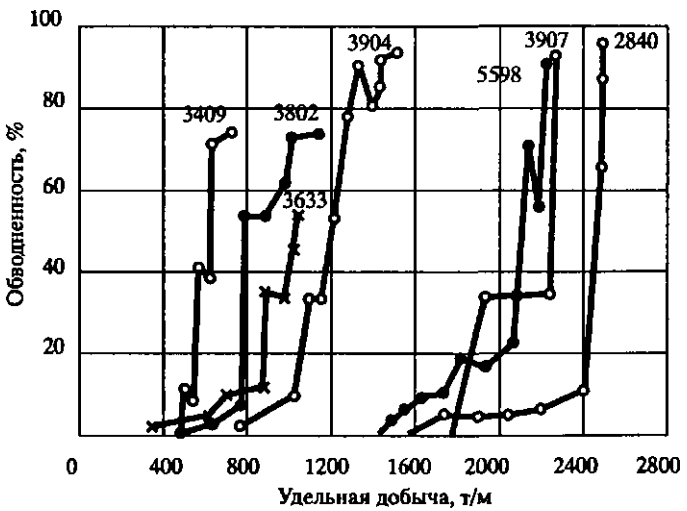


Рис. 5.13. Зависимость обводненности продукции скважин Талинского нефтяного месторождения от удельной накопленной добычи нефти (приходящейся на 1 м эффективной толщины пласта). Цифры — номера скважин

ГЛАВА 6
ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН

Современное состояние нефтяной промышленности России характеризуется не только сложными климатогеографическими условиями, но также и сложными условиями эксплуатации добывающих скважин, связанными, в основном, с подъемом высоковязкой или обводненной продукции, продукции с большим содержаиием свободного газа, а также с работой погружного оборудования в искривленных скважинах.

Под технологически осложненными условиями эксплуатации понимаются такие условия, при которых нормальная и эффективная эксплуатация скважин существующим оборудованием при существующих технологических процессах добычи нефти затруднена или практически невозможна.

Как показывает анализ практики добычи нефти, основиыми осложняющими факторами при эксплуатации добывающих скважин являются:

— обводненность продукции скважин;

— высокая вязкость продукции (водонефтяных эмульсий или чистой нефти);

— содержание в продукции значительного количества свободного газа;

— значительная искривленность добывающих скважин;

— поступление механических примесей из пласта;

— отложение в добывающей системе солей, смол, парафинов и др.

В общем виде скважинная продукция представляет из себя дисперсную систему, состоящую из нефти, воды, свободного (растворенного) газа, а также различной физико-химической природы твердых компонентов (механические частицы цементирующего вещества и скелета породы, кристаллы различных солей, а также асфальтены, смолы, парафины и т.п.). При этом рассматриваемая сложная система движется в скважине при постоянно меняющихся термобарических условиях (давлении и температуре), подвергаясь различным фазовым превращениям.

Таким образом, основным изучаемым объектом является газожидкостная смесь (ГЖС), в отдельных случаях — с твердыми компонентами.

6.1. ОТЛИЧИТЕЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ

Для полного описания газожидкостных смесей указания основных физических свойств любой среды — плотность, вязкость, сжимаемость, теплоемкость, теплопроводность и т.д. — явно недостаточно. Это связано с тем, что ГЖС, состоящая из несмешивающихся фаз, характеризуется целым рядом новых параметров, основными из которых являются: газовое число (газосодержание, газонасыщенность), относительная скорость, дисперсность, поверхностное натяжение на поверхности раздела фаз, прочность этой поверхности, устойчивость ГЖС и др.

Рассмотрим более подробно некоторые из этих параметров.

Газовым числом G называется отношение объема свободного газа $V_г$ к объему жидкости в выделенном геометрическом объеме, при данных термобарических условиях (P и T):

$$G = \frac{V_г}{V_ж}. \qquad (6.1)$$

Заменяя объемы газа и жидкости через их объемные расходы (V и q), получим:

$$G = \frac{V}{q}. \qquad (6.2)$$

Из выражений (6.1) и (6.2) следует, что газовое число может изменяться в пределах от 0 до ∞. Это делает неудобным использование данного параметра как при расчетах, так особенно при обработке результатов экспериментальных исследований.

Более удобным является параметр, называемый **газосодержанием (газонасыщенностью)** $\beta(\varphi)$. Объемным газосодержанием $\beta_{об}$ (истинным — φ) называется отношение объема газа $V_г$ к общему объему смеси ($V_г + V_ж$) в выделенном геометрическом объеме при данных термобарических условиях (P,T):

$$\beta_{об} = \varphi = \frac{V_г}{V_г + V_ж}. \qquad (6.3)$$

Если вместо объемов газа $V_г$ и жидкости $V_ж$ рассматриваются объемные расходы газа V и жидкости q, то используется параметр, называемый объемным расходным газосодержанием β:

$$\beta = \frac{V}{V+q}. \qquad (6.4)$$

Массовым расходным газосодержанием $\beta_{мр}$ называется отношение расхода массы газа к расходу массы смеси при данных P и T:

$$\beta_{мр} = \frac{V\rho_г}{V\rho_г + q\rho_ж}. \qquad (6.5)$$

Истинное газосодержание φ может быть определено как отношение площади поперечного сечения трубы, занятой свободным газом $f_г$, к площади живого сечения трубы f:

$$\varphi = \frac{f_г}{f}. \qquad (6.6)$$

Из определений (6.3), (6.4), (6.5) и (6.6) следует, что их изменение лежит в пределах от 0 до 1.

Взаимосвязь между газовым числом и газосодержанием следующая:

$$\beta = \frac{G}{1+G}, \qquad (6.7)$$

$$\beta_{мр} = \frac{G}{\frac{\rho_ж}{\rho_г} + G}. \qquad (6.8)$$

Дисперсностью газа в жидкости называется степень дробления газовой фазы, характеризующаяся размерами пузырьков газа, распределенных в объеме жидкости. Обычно дисперсностью характеризуются газожидкостные смеси только эмульсионной (пузырьковой) структуры (структуры движения ГЖС будут рассмотрены ниже). В зависимости от объемного соотношения газа и жидкости дисперсионной средой может являться жидкость (пузырьки газа распределены в объеме жидкости) и газ (капельки жидкости распределены в объеме газа). В первом случае дисперсной фазой является газ, во втором — жидкость.

Необходимо отметить, что изменение условий движения ГЖС может привести к изменению дисперсности, в частности, газовых пузырьков. Возможны два случая изменения их дисперсности: укрупнение газовых пузырьков в результате их слияния — коалесценция и раздробление их на более мелкие — диспергирование. Таким образом, диспергирование — процесс, обратный коалесценции.

Процесс коалесценции и диспергирования характеризуется скоростью и зависит от газосодержания, неоднородности размеров включений газовой фазы, толщины и прочности (эластичности) пленки поверхности раздела фаз, поверхностного натяжения и др.

Поверхностное натяжение между фазами характеризует энергетические затраты на создание единицы длины границы раздела и на увеличение этой границы, т.е. на увеличение дисперсности газовой фазы. Изменения свойств поверхности раздела фаз можно достигнуть введением в смесь поверхностно-активных веществ.

Так как в процессе движения ГЖС от забоя до устья скважины происходит изменение давления и температуры, выделение и расширение газа, то очевидно, что параметры ГЖС изменяются.

Это обстоятельство чрезвычайно усложняет исследование закономерностей движения газожидкостных смесей. Наиболее сложными для исследования являются газожидкостные смеси, состоящие из газа, нефти и воды (случай эксплуатации обводненных скважин).

Одной из важнейших отличительных характеристик ГЖС является **относительная скорость** движения газа в жидкости, которая должна быть рассмотрена более подробно.

6.2. ОТНОСИТЕЛЬНАЯ СКОРОСТЬ ДВИЖЕНИЯ ГАЗА В ЖИДКОСТИ

Процесс движения газожидкостной смеси в лифте связан не только с движением жидкой и газовой фаз относительно стенок канала (трубы), но и с движением газовой фазы относительно жидкой.

Если обозначить истинную осредненную скорость движения жидкой фазы через $\upsilon_ж$, а истинную скорость осредненного движения пузырьков газа через $\upsilon_г$, то относительная скорость $\upsilon_о$, являющаяся результатом проявления силы Архимеда, определится следующим образом:

— для восходящего движения ГЖС

$$\upsilon_о = \upsilon_г - \upsilon_ж; \qquad (6.9)$$

— для нисходящего движения ГЖС

$$\upsilon_о = \upsilon_ж - \upsilon_г. \qquad (6.10)$$

Архимедова сила определяется объемом газового пузырька и разностью плотностей жидкости и газа. Относительная же скорость является функцией не только архимедовой силы, но и силы, с которой жидкость препятствует движению — силы сопротивления, зависящей

от размера газового пузырька, вязкости жидкости, в которой происходит его движение, и физических свойств поверхности раздела.

6.2.1. ДВИЖЕНИЕ ОДИНОЧНОГО ГАЗОВОГО ПУЗЫРЬКА

Вопрос движения шарообразных тел в жидкости изучался многими исследователями. В частности, скорость движения одиночного круглого твердого тела в жидкости при малых числах Рейнольдса определяется формулой Стокса. Эта же формула может быть применена для определения скорости всплывания газового пузырька малого размера в неподвижной жидкости — υ_∞

$$\upsilon_\infty = \frac{2}{9} g R_п^2 \frac{(\rho_ж - \rho_г)}{\mu_ж}, \qquad (6.11)$$

где g — ускорение силы тяжести, м/с^2;

$R_п$ — радиус газового пузырька (R<0,05 см), м;

$\rho_ж$, $\rho_г$ — соответственно плотность жидкости и газа, кг/м^3;

$\mu_ж$ — динамическая вязкость жидкости, Па·с.

Скорость всплывания газового пузырька в неподвижной жидкости для больших чисел Рейнольдса может быть определена по формуле В.Г. Левича

$$\upsilon_\infty = \frac{1}{9} g R_п^2 \frac{(\rho_ж - \rho_г)}{\mu_ж}. \qquad (6.12)$$

Специально поставленные опыты показали, что присутствие в жидкости малых количеств поверхностно-активных веществ существенно снижает скорость всплывания газового пузырька. В этом случае скорость всплывания газового пузырька зависит от толщины диффузионного слоя поверхности раздела фаз, коэффициента диффузии ПАВ, его количества на поверхности пузырька и концентрации в жидкости вблизи пузырька

Для определения скорости всплывания газового пузырька в присутствии ПАВ на основании формулы В.Г. Левича можно записать следующую формулу:

$$\upsilon_\infty = \frac{2}{3} \frac{(\rho_ж - \rho_г)}{\mu_ж} g R_п^2 \frac{(\mu_ж + \mu_г + \gamma_1)}{(2\mu_ж + 3\mu_г + 3\gamma_1)}, \qquad (6.13)$$

где $\mu_г$ — вязкость газа, Па·с;

γ_1 — количественная характеристика тормозящего действия ПАВ.

Вследствие такого большого количества факторов, влияющих на процесс всплытия одиночного газового пузырька, очевидна вся сложность изучаемого явления. Еще большую сложность представляет случай определения относительной скорости движения большого количества пузырьков (стесненные условия). Взаимодействие между всплывающими пузырьками приводит к их деформации и нарушению законов всплывания. Таким образом, изучение относительной скорости движения даже одиночного газового пузырька в жидкости представляет чрезвычайно сложную задачу.

В общем случае движение газожидкостной смеси связано с относительным движением в жидкости газовых пузырьков различных размеров. Поэтому в данном случае под относительной скоростью нужно понимать относительную скорость движения отдельных пузырьков различных размеров, либо осредненную относительную скорость газовой фазы. Практически не представляется возможным оперировать с относительными скоростями газовых пузырьков различных размеров, поэтому для расчетов необходимо найти принцип осреднения относительной скорости.

В дальнейшем будет показано влияние относительной скорости на плотность газожидкостной смеси, являющейся определяющим параметром процесса лифтирования. Таким образом, осреднение относительной скорости газа можно произвести на основании равенства плотности газожидкостной смеси в реальном процессе ее движения и в расчетной схеме. Относительная скорость движения газа связана и со структурой движения газожидкостной смеси.

Относительная скорость зависит от физических свойств жидкости и газа, условий стесненного движения газовых пузырьков, их деформации и возможности коалесценции или диспергирования, а также от угла наклона подъемника.

Экспериментальному исследованию предельной скорости вертикального подъема газовых пузырьков υ_∞ в функции физических свойств жидкости и газа посвящены многочисленные работы, которые могут быть классифицированы с использованием следующих безразмерных критериев:

— критерий Рейнольдса газового пузырька $\mathrm{Re}_п$

$$\mathrm{Re}_п = \frac{2R_п \rho_ж \upsilon_\infty}{\mu_ж}; \qquad (6.14)$$

— комплексный критерий G_1

$$G_1 = \frac{We^3}{\mathrm{Re}_{\text{п}}^4 Fr_{\text{п}}} = \frac{g\mu_{\text{ж}}^4}{\rho_{\text{ж}}\sigma^3}; \qquad (6.15)$$

— безразмерный критерий G_2

$$G_2 = \frac{16gR_{\text{п}}^2\upsilon_{\infty}^2\rho_{\text{ж}}}{\sigma^3}; \qquad (6.16)$$

— критерий Вебера We

$$We = \frac{2R_{\text{п}}\upsilon_{\infty}^2\rho_{\text{ж}}}{\sigma}; \qquad (6.17)$$

— критерий Фруда $Fr_{\text{п}}$

$$Fr_{\text{п}} = \frac{\upsilon_{\infty}^2}{2gR_{\text{п}}}, \qquad (6.18)$$

где $R_{\text{п}}$ — радиус газового пузырька, м;

σ — поверхностное натяжение системы «жидкость—газ», Н/м.

Основные расчетные зависимости и область их применения с использованием вышеприведенных критериев представлены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Основные расчетные зависимости и область их применения при движении одиночных газовых пузырьков

Область	Скорость подъема одиночного газового пузырька	Диапазон применимости данной зависимости
1	$\upsilon_{\infty} = \frac{2R_{\text{п}}^2(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}})g}{9\mu_{\text{ж}}}$	$\mathrm{Re}_{\text{п}} < 2$
2	$\upsilon_{\infty} = 0{,}33g^{0{,}76}\left(\frac{\rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}}\right)^{0{,}52} R_{\text{п}}^{1{,}28}$	$2 < \mathrm{Re}_{\text{п}} < 4{,}02G_1^{-0{,}214}$
3	$\upsilon_{\infty} = 1{,}35\left(\frac{\sigma}{\rho_{\text{ж}}R_{\text{п}}}\right)^{0{,}5}$	$4{,}02G_1^{-0{,}214} < \mathrm{Re}_{\text{п}} < 3{,}10G_1^{-0{,}25}$ или $16{,}32G_1^{0{,}144} < G_2 < 5{,}75$
4	$\upsilon_{\infty} = 1{,}18\left(\frac{g\sigma}{\rho_{\text{ж}}}\right)^{0{,}25}$	$3{,}10G_1^{-0{,}25} < \mathrm{Re}_{\text{п}}$ или $5{,}75 < G_2$

К настоящему времени наиболее изученными являются вопросы движения ГЖС в вертикальных каналах круглого сечения при эмульсионной структуре потока. Движение же газовых пузырьков в стесненных условиях при значительном изменении физических свойств фаз не только в каналах кольцевого сечения, но также и в каналах круглого сечения остаются изученными недостаточно, хотя в практике эксплуатации добывающих скважин движение ГЖС осуществляется и в каналах кольцевого сечения. Кроме того, практически неизученными остаются и вопросы движения ГЖС в наклонных каналах различных форм сечения.

В 70-е годы на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений МИНХ и ГП им. И.М. Губкина был выполнен большой цикл экспериментальных исследований по данной проблеме с целью оценки влияния на относительную скорость движения газовых пузырьков расходов жидкости и газа, условий стесненного движения газовых пузырьков, поверхностного натяжения и конфигурации вертикальных каналов (круглая труба, кольцо, серповидный канал). Кроме того, изучалось влияние указанных параметров на относительную скорость движения газовых пузырьков на режиме нулевой подачи жидкой фазы (движение газовых пузырьков в неподвижной жидкости), что является практически важным для исследования работы не только затрубного пространства добывающих скважин, но также и работы газлифтных подъемников в процессе их пуска в работу. Решались и другие задачи, связанные с образованием газовых пузырьков в различных диспергирующих устройствах, а также изучалось влияние угла наклона подъемника на относительную скорость газовой фазы. В качестве жидкой фазы использовалась вода с добавками различных количеств изопропилового спирта, что позволило изменять поверхностное натяжение в системе «раствор изопропилового спирта — воздух» от 72 до 45 мН/м. Исследования проведены на экспериментальной установке, принципиально не отличающейся от подобных установок. Обработка фотографий газожидкостных смесей позволила построить кривые распределения количества газовых пузырьков по диаметру, которые подчиняются нормальному закону распределения. При этом диаметры газовых пузырьков изменялись от 0,1 до 0,6 мм (рис. 6.1.). Средний диаметр, соответствующий максимуму кривой распределения, составил 0,34 мм. Эти размеры газовых пузырьков достаточно хорошо согласуются с та-

ковыми в добывающих скважинах, что свидетельствует о возможности практического использования полученных результатов. Экспериментальные исследования проводились в два этапа: на первом этапе изучалось движение газовых пузырьков в неподвижной жидкости (режим нулевой подачи), а на втором — в движущейся жидкости. Остановимся вкратце на полученных результатах.

6.2.2. ИССЛЕДОВАНИЕ СТЕСНЕННОГО ДВИЖЕНИЯ ГАЗОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ В НЕПОДВИЖНОЙ ЖИДКОСТИ (РЕЖИМ НУЛЕВОЙ ПОДАЧИ)

Исследования выполнены в круглой трубе диаметром 56 мм и в кольцевых каналах, образованных вставками диаметром 30 и 46 мм. При этом исследования проведены как при концентричном (кольцевые каналы), так и эксцентричном (серповидные каналы) расположении внутренней вставки.

Обозначим скорость всплытия газовых пузырьков в неподвижной жидкости в условиях стесненности через υ_0^c.

Тогда отношение скорости всплытия газовых пузырьков υ_0^c к скорости всплытия одиночного газового пузырька υ_∞ в зависимос-

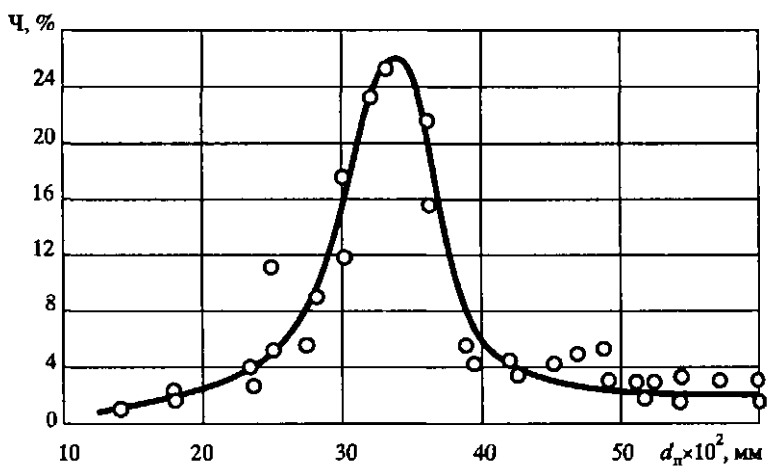


Рис. 6.1. Распределение количества газовых пузырьков по диаметру

ти от физических свойств жидкой и газовой фаз можно представить следующим образом:

$$\frac{\upsilon_0^c}{\upsilon_\infty} = f\left(\frac{Fr_г}{\mathrm{Re}_г We_г}\right), \tag{6.19}$$

где $Fr_г$, $\mathrm{Re}_г$, $We_г$ — соответственно безразмерные параметры Фруда, Рейнольдса и Вебера, вычисляемые по приведенной скорости газа $\bar{\upsilon}_г$

$$\bar{\upsilon}_г = \frac{V}{f}, \tag{6.20}$$

где V — объемный расход газовой фазы, м^3/с;

f — площадь поперечного сечения канала, м^2.

Результаты обработки выполненных экспериментальных исследований, а также исследований Н.Н. Репина, представлены на рис. 6.2.

Данная зависимость, записанная в аналитической форме, имеет вид:

$$\frac{\upsilon_0^c}{\upsilon_\infty} = 2{,}85\left(\frac{Fr_г}{\mathrm{Re}_г We_г}\right)^{-0{,}25}. \tag{6.21}$$

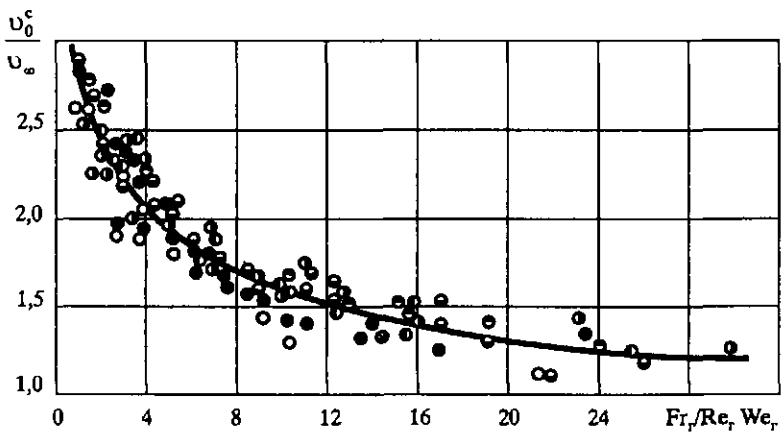


Рис. 6.2. Экспериментальная зависимость $\upsilon_0^c/\upsilon_\infty$ в функции комплексного безразмерного параметра $Fr_г/\mathrm{Re}_г We_г$.
Данные для поверхностного натяжения σ(мН/м):

○ — 69,5; ◑ — 64,8; ◒ — 62,9; ● — 59,6; ◐ — 56,5; ◓ — 54,0; данные Н.Н. Репина — ⊗ — 68,0

Высокий коэффициент корреляции (>0,9) характеризует связь между переменными, достаточно близкую к функциональной. Анализ экспериментальных результатов, а также физических свойств жидкости и газа показывает, что эксперименты соответствуют второй области табл. 6.1, т.е. для расчета скорости всплытия одиночного газового пузырька υ_∞ необходимо использовать следующую зависимость:

$$\upsilon_\infty = 0,33 g^{0,76} \left(\frac{\rho_ж}{\mu_ж} \right)^{0,52} R_п^{1,28}. \qquad (6.22)$$

С учетом (6.22) выражение (6.21) перепишем в следующем виде (заменяя $R_п$ на $d_п$):

$$\upsilon_0^c = 0,3873 g^{0,76} \left(\frac{\rho_ж}{\mu_ж} \right)^{0,52} d_п^{1,28} \left(\frac{\sigma \mu_ж}{g d_п^3 \rho_ж^2 \overline{\upsilon}_г} \right)^{-0,25}, \qquad (6.23)$$

где $d_п$ — диаметр газового пузырька, м.

Полученная зависимость (6.23) может быть использована только в случае невысоких давлений, когда массой газа (плотностью газа $\rho_г$) можно пренебречь. В других случаях необходимо использовать следующую зависимость:

$$\upsilon_0^c = 0,3873 g^{0,76} \left(\frac{\rho_ж - \rho_г}{\mu_ж} \right)^{0,52} d_п^{1,28} \left(\frac{\sigma \mu_ж}{g d_п^3 \left(\rho_ж - \rho_г \right)^2 \overline{\upsilon}_г} \right)^{-0,25}. \qquad (6.24)$$

Выражение (6.24) может быть рекомендовано не только для расчета относительной скорости газовых пузырьков в неподвижной жидкости (вертикальные каналы круглого, кольцевого и серповидного сечений), но и для выявления влияния на нее различных факторов (физические свойства фаз, размеры газовых пузырьков, условия их стесненного движения).

6.2.3. ВЛИЯНИЕ СКОРОСТИ ЖИДКОСТИ НА СТЕСНЕННОЕ ДВИЖЕНИЕ ГАЗОВЫХ ПУЗЫРЬКОВ ПРИ ИХ ВЕРТИКАЛЬНОМ ДВИЖЕНИИ

На втором этапе исследований изучалось влияние скорости жидкости на относительную скорость движения газовых пузырьков при их вертикальном движении. Первоначально изучалось влияние

поверхностного натяжения на процесс движения газовых пузырьков в движущейся жидкости. Это необходимо для выбора критерия обработки результатов экспериментов, учитывающего влияние скорости жидкости.

На рис. 6.3 в качестве примера приведены зависимости относительной скорости газовых пузырьков в движущейся жидкости υ_0 от безразмерного поверхностного натяжения $\sigma/\sigma_в$ и объемных расходов жидкой и газовой фаз (σ — поверхностное натяжение раствора изопропилового спирта в воде на границе с воздухом; $\sigma_в$ — поверхностное натяжение на границе «вода—воздух»).

Характер поведения представленных на рис. 6.3 зависимостей аналогичен таковому для случая неподвижной жидкости (экспериментальные точки, отмеченные цифрой 5), а совместное движение жидкой и газовой фаз приводит лишь к снижению относительной скорости тем в большей степени, чем выше скорость движения

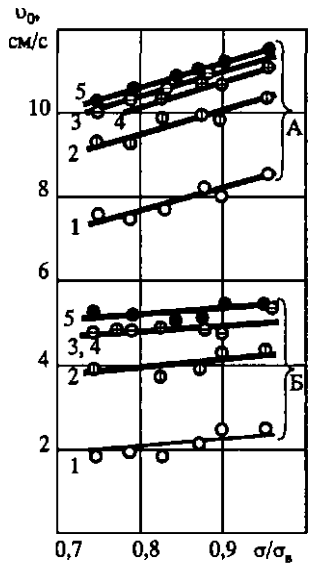


Рис. 6.3. Экспериментальные зависимости относительной скорости υ_0 газовых пузырьков в трубе круглого сечения с D = 0,056 м от безразмерного поверхностного натяжения $\sigma/\sigma_в$ и объемных расходов жидкой и газовой фаз:

А — объемный расход воздуха $44{,}4\cdot10^{-6}$ м³/с; Б — объемный расход воздуха $10{,}4\cdot10^{-6}$ м³/с; 1 (○), 2 (◐), 3 (⊖), 4 (⊕), 5 (●) — соответственно при объемном расходе жидкости $44{,}4\cdot10^{-5}$ м³/с; $29{,}6\cdot10^{-5}$; $13{,}34\cdot10^{-5}$; $2\cdot10^{-5}$ и 0 м³/с

жидкой фазы независимо от $\sigma/\sigma_в$, т.е. скорость движения жидкой фазы не вносит качественных изменений в относительную скорость. Следовательно, влияние скорости жидкости на относительную скорость газовых пузырьков υ_0 может быть учтено введением критерия Рейнольдса по жидкости, вычисляемого следующим образом:

$$\mathrm{Re}_ж = \frac{\overline{\upsilon}_ж D_э \rho_ж}{\mu_ж}, \qquad (6.25)$$

где $D_э$ — эквивалентный диаметр подъемника, принимаемый равным диаметру трубы круглого сечения D и вычисляемый для кольцевых и серповидных сечений по формуле:

$$D_э = \sqrt{D^2 - d^2}, \qquad (6.26)$$

D — внутренний диаметр трубы круглого сечения, м;

d — наружный диаметр внутренней вставки, м;

$\overline{\upsilon}_ж$ — приведенная скорость движения жидкой фазы, м/с

$$\overline{\upsilon}_ж = \frac{4q}{\pi D_э^2} \qquad (6.27)$$

q — объемный расход жидкости, м^3/с.

Исходя из изложенного обобщение экспериментальных данных может быть выполнено на основании следующей зависимости:

$$\frac{\upsilon_0}{\upsilon_0^c} = f(\mathrm{Re}_ж). \qquad (6.28)$$

По результатам экспериментальных исследований построена зависимость $\upsilon_0 / \upsilon_0^c = f(\mathrm{Re}_ж)$, представленная на рис. 6.4. Аналитическое выражение данной зависимости можно представить в виде:

$$\frac{\upsilon_0}{\upsilon_0^c} = \ln\left[-0,303 + 1,09\sqrt{8,07 - 33,9\left(\ln\ln \mathrm{Re}_ж - 1,82\right)^2}\right]. \qquad (6.29)$$

Отметим, что данная зависимость построена для интервала изменения числа $\mathrm{Re}_ж$ от 400 до 14000.

Заменяя в (6.29) значение υ_0^c его выражением из (6.24), получим:

$$\upsilon_0 = 0,3873 g^{0,76}\left(\frac{\rho_ж - \rho_г}{\mu_ж}\right)^{0,52} d_п^{1,28}\left(\frac{\sigma\mu_ж}{g d_п^3 \left(\rho_ж - \rho_г\right)^2 \overline{\upsilon}_г}\right)^{-0,25} \times$$

$$\times\left\{\ln\left[-0,303+1,09\sqrt{8,07-33,9\left(\ln\ln \mathrm{Re}_ж-1,82\right)^2}\right]\right\}. \qquad (6.30)$$

Данное выражение может быть использовано для расчета относительной скорости газовой фазы в газожидкостном потоке при эмульсионной структуре движения. Рассмотрим более подробно зависимость, представленную на рис. 6.4. Видно, что при изменении $\mathrm{Re}_ж$ до 2000 отношение υ_0/υ_0^c остается практически равным единице, т.е. при прочих равных условиях в области малых расходов жидкости относительные скорости газовых пузырьков в неподвижной и движущейся жидкости практически одинаковы. При дальнейшем увеличении $\mathrm{Re}_ж$ это отношение начинает снижаться, особенно, начиная с $\mathrm{Re}_ж = 4000$. По-видимому, это связано с переходом ламинарного режима движения в турбулентный и с влиянием турбулентных пульсаций скорости и давления, искажающих траекторию вертикального движения газовых пузырьков. При определенных значениях пульсационных составляющих скорости жидкости вертикальная составляющая скорости газовых пузырьков может существенно снижаться.

Практический интерес представляет оценка степени влияния на относительную скорость υ_0 поверхностного натяжения σ, стеснен-

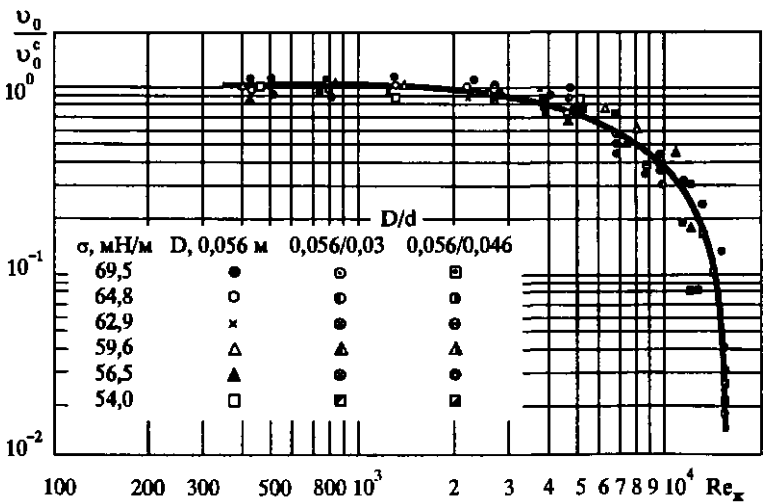


Рис. 6.4. Экспериментальная зависимость $\upsilon_0/\upsilon_0^c = f(\mathrm{Re}_ж)$

ности движения газовых пузырьков (характеризуется приведенной скоростью газа $\bar{\upsilon}_г$) и объемного расходного газосодержания β. На рис. 6.5 представлены зависимости $\upsilon_0 = f(\sigma/\sigma_в, \bar{\upsilon}_г, \beta)$ анализ которых показывает, что влияние стесненности движения газовых пузырьков является преобладающим в сравнении с влиянием поверхностного натяжения.

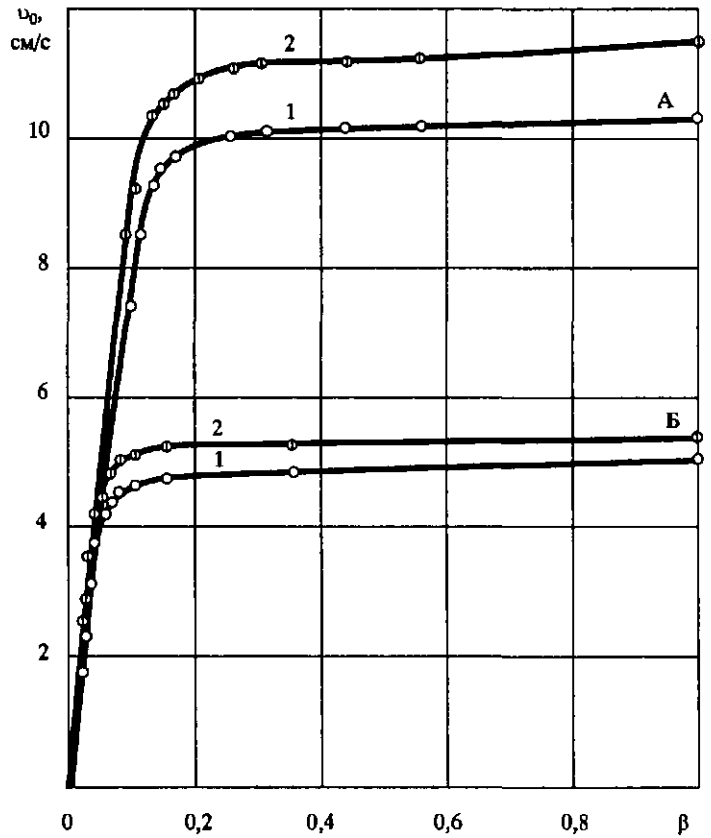


Рис. 6.5. Экспериментальные зависимости $\upsilon_0 = f(\sigma/\sigma_в, \bar{\upsilon}_г, \beta)$:

А — приведенная скорость газа $\bar{\upsilon}_г$ = 0,018 м/с;

Б — приведенная скорость газа $\bar{\upsilon}_г$ = 0,0422 м/с;

1 — $\sigma/\sigma_в$ = 0,75; 2 — $\sigma/\sigma_в$ = 0,95

6.2.4. ВЛИЯНИЕ УГЛА НАКЛОНА ПОДЪЕМНИКА НА ОТНОСИТЕЛЬНУЮ СКОРОСТЬ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ

На основании анализа и обобщения немногочисленных лабораторных и промысловых исследований движения газожидкостных смесей в наклонных подъемниках установлено, что относительная скорость газовой фазы возрастает, причем это возрастание определяется только углом наклона подъемника.

Обозначим относительную скорость движения газовой фазы в наклонном подъемнике через $\upsilon_{\text{отн}}$, а угол отклонения подъемника от вертикали (в градусах) через А. Тогда относительная скорость $\upsilon_{\text{отн}}$ может быть рассчитана по следующим эмпирическим зависимостям:

— для режима нулевой подачи

$$\upsilon_{\text{отн}}^{c} = 0,3873 g^{0,76} \left(\frac{\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{ж}}} \right)^{0,52} d_{\text{п}}^{1,28} \left(\frac{\sigma \mu_{\text{ж}}}{g d_{\text{п}}^{3} \left(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} \right)^{2} \overline{\upsilon}_{\text{г}}} \right)^{-0,25} + 0,0105 A^{2,25}, \tag{6.31}$$

— для совместного движения жидкой и газовой фаз

$$\upsilon_{\text{отн}} = 0,3873 g^{0,76} \left(\frac{\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}}}{\mu_{\text{ж}}} \right)^{0,52} d_{\text{п}}^{1,28} \left(\frac{\sigma \mu_{\text{ж}}}{g d_{\text{п}}^{3} \left(\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{г}} \right)^{2} \overline{\upsilon}_{\text{г}}} \right)^{-0,25} \times$$

$$\times \left\{ \ln \left[-0,303 + 1,09 \sqrt{8,07 - 33,9 \left(\ln \ln \mathrm{Re}_{\text{ж}} - 1,82 \right)^{2}} \right] \right\} + 0,0105 A^{2,25}. \tag{6.32}$$

Представленные зависимости проверены при углах наклона подъемника (отклонении от вертикали) до 30°.

Расчеты относительной скорости в широком диапазоне расходов жидкости (от 5 до 300 м³/сут) и газосодержания (β = 0,01–0,3) для круглых и кольцевых каналов при физических свойствах нефти, характерных для нефтяных месторождений Второго Баку, показали, что при диаметрах газовых пузырьков 0,04 и 0,06 см относительная скорость в чисто нефтяных вертикальных скважинах изменяется в пределах от 1 до 6 см/с. Эти величины хорошо согласуются с данными различных исследователей. Для наклонных скважин относительная скорость возрастает до 6–12 см/с.

Таким образом, проведенные экспериментальные исследования процесса движения газожидкостной смеси при эмульсионной структуре позволили получить расчетные зависимости, которые могут быть рекомендованы для практического использования.

Выше уже отмечалось, что один из возможных принципов осреднения относительной скорости газовой фазы базируется на равенстве плотности газожидкостной смеси в реальном процессе ее движения и в расчетной схеме. Поэтому рассмотрим один из главных параметров газожидкостной смеси – ее плотность.

6.3. ПЛОТНОСТЬ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

Основное определение плотности любой однородной среды может быть применено к газожидкостной смеси с учетом следующего. Так как газожидкостная смесь является неоднородной средой, состоящей из жидкой и газовой фаз различных объемов, то для определения плотности такой неоднородной среды объем ее должен выбираться в соответствии с неоднородностью. Во избежание больших ошибок в определении плотности газожидкостной смеси необходимо брать объемы, в сотни раз превышающие объемы частиц дисперсной фазы.

Плотность газожидкостной смеси $\rho_{см}$ определим так:

$$\rho_{см} = \frac{V_ж\rho_ж + V_г\rho_г}{V_ж + V_г} = \frac{V_ж\rho_ж + V_{го}\rho_{го}}{V_ж + V_г}, \qquad (6.33)$$

где $V_ж$, $V_г$ — объемы жидкости и газа соответственно, м³;

$V_{го}$ — объем газа $V_г$ при нормальных условиях, м³;

$\rho_{го}$ — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

При этом должно соблюдаться следующее условие (когда газ является дисперсной фазой):

$$V_г < (V_ж + V_г). \qquad (6.34)$$

При известных объемных расходах жидкой и газовой фаз средняя плотность газожидкостной смеси определяется аналогично уравнению (6.33):

$$\rho_{см} = \frac{q\rho_ж + V\rho_г}{q + V} = \frac{q\rho_ж + V_0\rho_{го}}{q + V}, \qquad (6.35)$$

где q, V — объемные расходы жидкой и газовой фаз соответственно, м³/с.

Уравнение (6.35) справедливо для случая, когда относительная скорость движения газа υ_0 равна 0.

6.3.1. ПЛОТНОСТЬ СМЕСИ «ЖИДКОСТЬ (НЕФТЬ)—ГАЗ»

Рассмотрим случай восходящего движения газожидкостной смеси в круглой вертикальной трубе площадью сечения f при существовании относительной скорости. Наличие относительной скорости приведет к тому, что при одинаковых объемных расходах жидкой q и газовой V фаз площади, занимаемые каждой фазой в сечении трубы, будут различны. При этом площадь, занимаемая газовой фазой, будет все время уменьшаться при увеличении относительной скорости.

В общем виде плотность газожидкостной смеси можно записать в виде функциональной зависимости:

$$\rho_{см} = \rho_{см}(q, V, \upsilon_ж, \upsilon_г, f, \rho_ж, \rho_г, \upsilon_0). \quad (6.36)$$

Так как площадь поперечного сечения лифта при движении газожидкостной смеси занята жидкой фазой $f_ж$ и газовой фазой $f_г$, то можно записать следующие очевидные равенства:

$$q = \upsilon_ж f_ж, \quad (6.37)$$

$$V = \upsilon_г f_г, \quad (6.38)$$

$$f = f_г + f_ж, \quad (6.39)$$

где $\upsilon_ж$, $\upsilon_г$ — истинные скорости жидкой и газовой фаз, м/с.

В равенствах (6.37–6.39) параметры $\upsilon_ж$, $\upsilon_г$, $f_ж$ и $f_г$ практически очень трудно определить. Найдем функциональную связь между основными параметрами газожидкостной смеси, которые сравнительно легко могут быть определены.

Рассмотрим объем газожидкостной смеси в вертикальной трубе высотой Δh, плотность смеси в которой определяется уравнением (6.33) с соблюдением условия (6.34). Для данного элементарного объема выражения $V_ж$ и $V_г$ могут быть записаны так:

$$V_ж = f_ж \Delta h, \quad (6.40)$$

$$V_г = f_г \Delta h, \quad (6.41)$$

$$V_ж + V_г = f \Delta h. \quad (6.42)$$

С учетом уравнений (6.40), (6.41) и (6.42) уравнение (6.33) может быть переписано в виде:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_ж} = \frac{f_ж}{f} + \frac{f_г}{f}\frac{\rho_г}{\rho_ж}. \quad (6.43)$$

С учетом выражения (6.39) можно переписать (6.43) в виде:

$$\frac{f_{ж}}{f} = \frac{\rho_{см} - \rho_{г}}{\rho_{ж} - \rho_{г}}. \qquad (6.44)$$

Перепишем выражение (6.9) с учетом (6.37, 6.38 и 6.39):

$$\upsilon_0 = \frac{V}{f - f_{ж}} - \frac{q}{f_{ж}} \qquad (6.45)$$

или с учетом (6.44):

$$\upsilon_0 f = \frac{V}{1 - \dfrac{\rho_{см} - \rho_{г}}{\rho_{ж} - \rho_{г}}} - \frac{q}{\dfrac{\rho_{см} - \rho_{г}}{\rho_{ж} - \rho_{г}}}. \qquad (6.46)$$

После решения (6.46) относительно $\rho_{см}$ получаем:

$$\rho_{см} = \frac{[\upsilon_0 f(\rho_{ж} + \rho_{г}) - (V + q)(\rho_{ж} - \rho_{г})] + \sqrt{[\upsilon_0 f(\rho_{ж} + \rho_{г}) - }}{2\upsilon_0 f}$$

$$\frac{\sqrt{-(V + q)(\rho_{ж} - \rho_{г})]^2 - 4\upsilon_0 f[\upsilon_0 f \rho_{ж}\rho_{г} - (\rho_{ж} - \rho_{г})(V\rho_{г} + q\rho_{ж})]}}{2\upsilon_0 f}. \qquad (6.47)$$

Учитывая истинное газосодержание φ, определяемое по (6.6), выражение (6.43) с учетом (6.39) можно переписать в таком виде:

$$\rho_{см} = \rho_{ж}(1 - \varphi) + \varphi\,\rho_{г}. \qquad (6.48)$$

С учетом (6.2) и (6.7) выражение (6.47) перепишем так:

$$\rho_{см} = \frac{\left[\dfrac{\upsilon_0 f}{q}(\rho_{ж} + \rho_{г}) - \dfrac{\rho_{ж} - \rho_{г}}{1 - \beta}\right] + \sqrt{\left[\dfrac{\upsilon_0 f}{q}(\rho_{ж} + \rho_{г}) - \dfrac{\rho_{ж} - \rho_{г}}{1 - \beta}\right]^2 - }}{2\dfrac{\upsilon_0 f}{q}}$$

$$\frac{-4\dfrac{\upsilon_0 f}{q}\left[\dfrac{\upsilon_0 f}{q}\rho_{ж}\rho_{г} - (\rho_{ж} - \rho_{г})\left(\rho_{ж} + \dfrac{\beta\rho_{г}}{1 - \beta}\right)\right]}{2\dfrac{\upsilon_0 f}{q}}, \qquad (6.49)$$

где β — объемное расходное газосодержание.

Обозначим через R комплекс

$$R = \frac{\upsilon_0 f}{q} \tag{6.50}$$

и назовем его параметром относительной скорости.

Найдем взаимосвязь между объемным расходным и истинным газосодержанием. Запишем (6.45) в виде:

$$\frac{\upsilon_0 f}{q} = \frac{\beta}{(1-\beta)\varphi} - \frac{1}{1-\varphi}$$

или

$$R = \frac{\beta}{(1-\beta)\varphi} - \frac{1}{1-\varphi}. \tag{6.51}$$

После несложных преобразований (6.51) и решения квадратного уравнения относительно φ, получим:

$$\varphi = \frac{1 + R(1-\beta) - \sqrt{\left[1 + R(1-\beta)\right]^2 - 4R(1-\beta)\beta}}{2R(1-\beta)} \tag{6.52}$$

или

$$\beta = \frac{\varphi\left[1 + (1-\varphi)R\right]}{1 + \varphi R(1-\varphi)}. \tag{6.53}$$

Для нисходящего вертикального потока газожидкостной смеси взаимосвязь основных характеристик такова:

$$\beta = \frac{\varphi\left[1 - (1-\varphi)R\right]}{1 - \varphi R(1-\varphi)}. \tag{6.54}$$

Анализ данного выражения показывает, что оно может существовать только при выполнении следующего условия:

$$R < \frac{1}{1-\varphi}. \tag{6.55}$$

Совместное рассмотрение (6.54) и (6.55) позволяет сделать принципиальный вывод о том, что в случае нисходящего движения ГЖС, когда соблюдается условие (6.10) зависимость (6.54) существует при любых значениях β и φ от 0 до 1 только при параметре относительной скорости $R < 1$. При $R > 1$ существует некоторое минимальное

значение $\varphi_{мин}$, ниже которого невозможно само существование газожидкостной смеси.

На рис. 6.6 представлены графические зависимости $\varphi = f(\beta,R)$, анализ которых показывает:

— в восходящем потоке ГЖС при постоянном объемном расходном газосодержании β истинное газосодержание φ снижается по мере роста параметра R (при росте относительной скорости и снижении приведенной скорости жидкости q/f);

— в нисходящем потоке ГЖС каждому фиксированному значению параметра R соответствует свое собственное и единственное значение минимального истинного газосодержания $\varphi_{мин}$, а само ис-

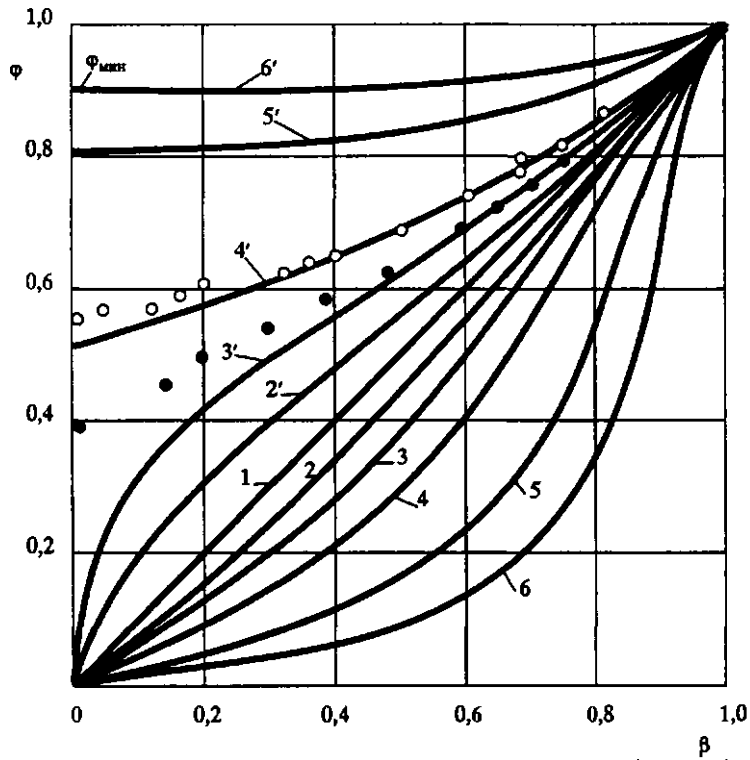


Рис. 6.6. Зависимости $\varphi = f(\beta, R)$ для восходящего (кривые 2, 3, 4, 5 и 6) и нисходящего течения ГЖС (кривые 2′, 3′, 4′, 5′ и 6′) соответственно при R = 0,5; 1,0; 2,0; 5,0 и 10,0; прямая 1 соответствует параметру R = 0; ○, ● — экспериментальные данные нисходящего течения ГЖС при $Fr_{см}$ = 2 и $Fr_{см}$ = 4 соответственно

тинное газосодержание φ больше объемного расходного β. Для нисходящего течения на рис. 6.6 нанесены экспериментальные точки при течении ГЖС в нисходящем наклонном трубопроводе для чисел Фруда по смеси $Fr_{см} = 4$. Легко показать, что между параметрами $R = \frac{\upsilon_0 f}{q}$ и $Fr_{см} = \frac{\overline{\upsilon}_{см}^2}{gD}$ ($\overline{\upsilon}_{см}$ — приведенная скорость движения газожидкостной смеси)

$$\overline{\upsilon}_{см} = \frac{q+V}{f} \tag{6.56}$$

существует следующая взаимосвязь:

$$R = \frac{(q+V)\upsilon_0}{q\sqrt{Fr_{см} qD}}. \tag{6.57}$$

Таким образом, хорошее качественное совпадение теоретических зависимостей $\varphi = f(\beta, R)$ с экспериментальными данными говорит о правильности физики рассматриваемого явления.

Для упрощения расчетов по (6.47) и (6.49) в отдельных случаях можно пренебречь массой газа ($\rho_г = 0$). Тогда зависимость (6.47) примет вид:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_ж} = \frac{\upsilon_0 f - V - q + \sqrt{(\upsilon_0 f - V - q)^2 + 4\upsilon_0 fq}}{2\upsilon_0 f}, \tag{6.58}$$

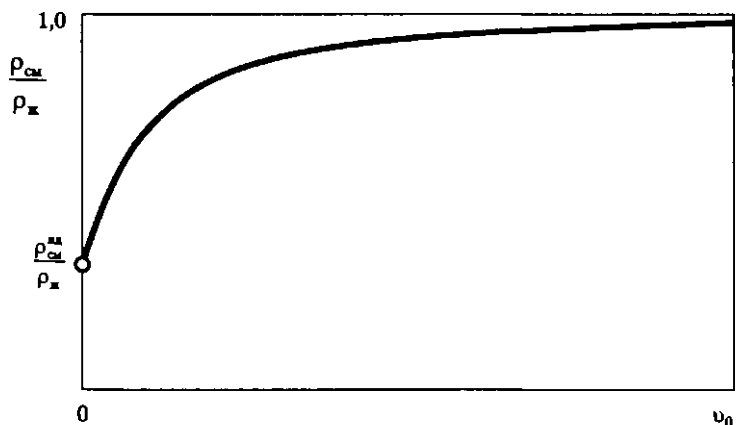


Рис. 6.7. Зависимость относительной плотности ГЖС от относительной скорости газовой фазы при (q, V, f) = const

а зависимость (6.49) запишется так:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_ж} = \frac{R - \frac{1}{1-\beta} + \sqrt{\left(R - \frac{1}{1-\beta}\right)^2 + 4R}}{2R}. \qquad (6.59)$$

На рис. 6.7 представлена зависимость относительной плотности смеси $\rho_{см}/\rho_ж$ от относительной скорости газовой фазы υ_0 при постоянных величинах V, q и f, построенная по выражению (6.58), откуда видно, что по мере роста относительной скорости υ_0 увеличивается и относительная плотность смеси, т.е. относительная скорость является существенным параметром, с помощью которого можно управлять плотностью ГЖС. При относительной скорости газовой фазы, равной $\upsilon_0 = 0$, плотность ГЖС минимальна и будем называть ее «идеальной» плотностью смеси $\rho_{см}^{ид}$.

6.3.2. ПЛОТНОСТЬ СМЕСИ «ГАЗ—НЕФТЬ—ВОДА»

Случай движения смеси, состоящей из газа, нефти и воды, является более сложным. Введем некоторые параметры, которые характеризуют наличие воды в потоке.

Водным числом B' назовем отношение объема воды ($V_в$) или объемного расхода воды ($q_в$) к объему ($V_н$) нефти или объемному расходу ($q_н$) нефти:

$$B' = \frac{V_в}{V_н} = \frac{q_в}{q_н}. \qquad (6.60)$$

Объемным водосодержанием $B_{об}$ (истинным — $\varphi_в$) назовем отношение объема воды к объему смеси «вода—нефть» при данных термодинамических условиях.

$$B_{об} = \varphi_в = \frac{V_в}{V_н + V_в}, \qquad (6.61)$$

$$B_{ор} = \frac{q_в}{q_н + q_в}, \qquad (6.62)$$

где $B_{ор}$ — объемное расходное водосодержание.

Массовое расходное водосодержание $B_{мр}$:

$$B_{мр} = \frac{q_в \rho_в}{q_н \rho_н + q_в \rho_в}. \qquad (6.63)$$

Истинное водосодержание $\varphi_в$ можно записать в следующем виде:

$$\varphi_в = \frac{f_в}{f}. \qquad (6.64)$$

Движение такой смеси характеризуется наличием следующих относительных скоростей: относительной скоростью газовой фазы к скорости нефти $\upsilon_н^г$, к скорости воды $\upsilon_в^г$; относительной скоростью нефти к скорости движения воды $\upsilon_в^н$, т.е.

$$\left.\begin{aligned} \upsilon_н^г &= \upsilon_г - \upsilon_н \\ \upsilon_в^г &= \upsilon_г - \upsilon_в \\ \upsilon_в^н &= \upsilon_н - \upsilon_в \end{aligned}\right\}, \qquad (6.65)$$

где $\upsilon_г$, $\upsilon_н$, $\upsilon_в$ — истинные осредненные скорости движения газа, нефти и воды, м/с.

В общем виде плотность такой смеси может быть записана в виде функциональной зависимости:

$$\rho'_{см} = \rho'_{см}\left(q_н, V, q_в, f, \upsilon_н^г, \upsilon_в^г, \upsilon_в^н, \rho_н, \rho_г, \rho_в\right). \qquad (6.66)$$

Очевидно, что:

$$\upsilon_в^г = \upsilon_н^г + \upsilon_в^н. \qquad (6.67)$$

Поэтому в данном случае необходимо и достаточно рассматривать только следующие относительные скорости: $\upsilon_н^г$ и $\upsilon_в^н$, т.е.

$$\left.\begin{aligned} \upsilon_н^г &= \upsilon_г - \upsilon_н \\ \upsilon_в^н &= \upsilon_н - \upsilon_в \end{aligned}\right\} \qquad (6.68)$$

или $\upsilon_н^г$ и $\upsilon_в^г$, т.е.:

$$\left.\begin{aligned} \upsilon_н^г &= \upsilon_г - \upsilon_н \\ \upsilon_в^г &= \upsilon_г - \upsilon_в \end{aligned}\right\}, \qquad (6.69)$$

так как

$$\upsilon_н^н = \upsilon_я^г - \upsilon_н^г. \qquad (6.70)$$

По аналогии с двухкомпонентной смесью для данного случая

имеем:

$$\left.\begin{aligned} q_{н} &= \upsilon_{н} f_{н} \\ V &= \upsilon_{г} f_{г} \\ q_{в} &= \upsilon_{в} f_{в} \\ f &= f_{н} + f_{г} + f_{в} \\ \upsilon_{н}^{г} &= \upsilon_{г} - \upsilon_{н} \\ \upsilon_{в}^{г} &= \upsilon_{г} - \upsilon_{в} \end{aligned}\right\}. \qquad (6.71)$$

Плотность смеси «газ—нефть—вода» $\rho_{гнв}$ на элементарном участке вертикальной трубы высотой Δh будет:

$$\rho_{гнв} = \frac{V_{н}\rho_{н} + V_{в}\rho_{в} + V_{г}\rho_{г}}{V_{н} + V_{в} + V_{г}}, \qquad (6.72)$$

с другой стороны

$$\left.\begin{aligned} V_{н} &= f_{н}\Delta h \\ V_{в} &= f_{в}\Delta h \\ V_{г} &= f_{г}\Delta h \\ V &= f\Delta h \end{aligned}\right\}. \qquad (6.73)$$

Тогда с учетом (6.71) и (6.73) получаем систему из двух уравнений:

$$\rho_{гнв} = \frac{1}{f}\left(\frac{q_{н}\rho_{н}}{\upsilon_{в} - \upsilon_{в}^{г} - \upsilon_{н}^{г}} + \frac{q_{в}\rho_{в}}{\upsilon_{в}}\right), \qquad (6.74)$$

$$f\upsilon_{в}^{3} + m\upsilon_{в} + n\upsilon_{в} + t = 0, \qquad (6.75)$$

где

$$m = f\left(2\upsilon_{в}^{г} - \upsilon_{н}^{г}\right) - \left(q_{н} + q_{в} + V\right), \qquad (6.76)$$

$$n = \upsilon_{в}^{г}\left[f\left(\upsilon_{н}^{г} - \upsilon_{н}^{г}\right) - \left(2q_{в} + q_{н} + V\right)\right] + \upsilon_{н}^{г}\left(q_{в} + V\right), \qquad (6.77)$$

$$t = -q_{в}\upsilon_{в}^{г}\left(\upsilon_{в}^{г} - \upsilon_{н}^{г}\right). \qquad (6.78)$$

Нахождение плотности смеси $\rho_{гнв}$ связано с нахождением корней полного кубического уравнения (6.75), что является трудоемким в практических расчетах.

Упрощение расчетных зависимостей для нахождения плотности трехкомпонентной смеси может быть достигнуто следующей схематизацией процесса движения смеси.

Трехкомпонентный поток можно представить в виде двух потоков: потока водонефтяной смеси, занимающей часть $f_ж$ общего сечения трубы f, и газового потока, занимающего часть сечения $f_г$ (рис. 6.8).

При этом:

$$f = f_ж + f_г, \tag{6.79}$$

$$f_ж = f_н + f_в. \tag{6.80}$$

Рассмотрим поток водонефтяной смеси. Плотность водонефтяной смеси $\rho_{вн}$ будет:

$$\rho_{вн} = \frac{V_н\rho_н + V_в\rho_в}{V_н + V_в} = \frac{q_н\rho_н + q_в\rho_в}{q_н + q_в}. \tag{6.81}$$

Для элементарного участка вертикальной трубы высотой Δh имеем:

$$\rho_{вн} = \frac{f_н\Delta h\rho_н + f_в\Delta h\rho_в}{f_ж\Delta h} = \frac{f_н\rho_н + f_в\rho_в}{f_ж}. \tag{6.82}$$

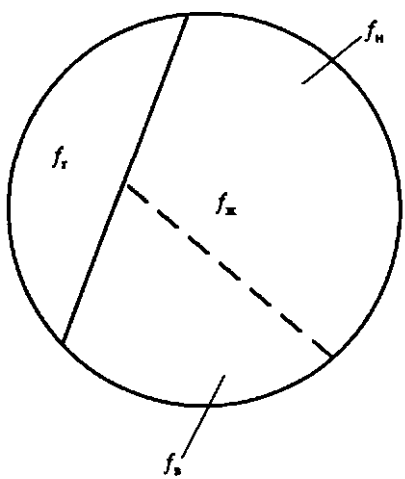


Рис. 6.8. Площади сечения, занимаемые фазами в потоке

С учетом выражения (6.80) выражение (6.82) перепишем в следующем виде:

$$\frac{f_н}{f_ж} = \frac{\rho_в - \rho_{вн}}{\rho_в - \rho_н}. \qquad (6.83)$$

Относительная осредненная скорость движения нефти в воде $\upsilon_в^н$ определяется так:

$$\upsilon_в^н = \upsilon_н - \upsilon_в = \frac{q_н}{f_н} - \frac{q_в}{f_н}. \qquad (6.84)$$

С учетом (6.80) и (6.83) выражение (6.84) перепишем в виде:

$$\upsilon_в^н f_ж = \frac{q_н(\rho_в - \rho_н)}{(\rho_в - \rho_{вн})} - \frac{q_в(\rho_в - \rho_н)}{(\rho_{вн} - \rho_н)}. \qquad (6.85)$$

После решения (6.85) относительно $\rho_{вн}$ получаем для элементарного участка вертикальной трубы:

$$\rho_{вн} = \frac{\upsilon_в^н f_ж(\rho_в + \rho_н) - (q_н + q_в)(\rho_в - \rho_н) + \sqrt{\left[\upsilon_в^н f_ж(\rho_в + \rho_н) - (q_н + q_в)(\rho_в - \rho_н)\right]^2 - 4\upsilon_в^н f_ж\left[\upsilon_в^н f_ж \rho_в \rho_н - (q_н \rho_н + q_в \rho_н)(\rho_в - \rho_н)\right]}}{2\upsilon_в^н f_ж}. \qquad (6.86)$$

Далее, считая движение водонефтяной смеси как движение однородной жидкости, найдем среднюю скорость ее движения:

$$\overline{\upsilon}_{вн} = \frac{q_н + q_в}{f_ж}. \qquad (6.87)$$

Учитывая выражения (6.80) и (6.84), перепищем выражение (6.87) в следующем виде:

$$\overline{\upsilon}_{вн} = \frac{q_н}{f_ж} + \frac{q_в}{f_ж} = \frac{q_в}{f_ж} + \frac{(\upsilon_н - \upsilon_в)(f_ж - f_н)}{f_ж}$$

или после преобразований получим:

$$\bar{\upsilon}_{вн} = \frac{q_н(\rho_в - \rho_н)}{f_ж(\rho_в - \rho_{вн})} - \upsilon_в^н \frac{(\rho_{вн} - \rho_н)}{(\rho_в - \rho_н)}. \qquad (6.88)$$

Теперь рассмотрим совместное движение водонефтяного потока, средняя скорость которого $\bar{\upsilon}_{вн}$, с газовым потоком, т.е. движение трехкомпонентной среды, состоящей из газа, нефти и воды.

Относительная осредненная скорость газа $\upsilon_{вн}^г$ в данном случае будет:

$$\upsilon_{вн}^г = \upsilon_г - \bar{\upsilon}_{вн}. \qquad (6.89)$$

По аналогии с выражением (6.44) запишем:

$$\frac{f_ж}{f} = \frac{\rho_{гнв} - \rho_г}{\rho_{вн} - \rho_г}, \qquad (6.90)$$

где $\rho_{гнв}$ — плотность газонефтеводяной смеси.

Далее:

$$\upsilon_{вн}^г = \frac{V}{f - f_ж} - \frac{q_н + q_в}{f_ж}. \qquad (6.91)$$

Подставляя (6.90) в (6.91) и решая относительно $\rho_{гнв}$, получим:

$$\rho_{гнв} = \frac{\upsilon_{вн}^г f(\rho_{вн} - \rho_г) - (V + q_н + q_в)(\rho_{вн} - \rho_г) +}{2\upsilon_{вн}^г f} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{+\sqrt{\left[\upsilon_{вн}^г f(\rho_{вн} - \rho_г) - (V + q_н + q_в)(\rho_{вн} - \rho_г)\right]^2 -}}{2\upsilon_{вн}^г f} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\overline{-4\upsilon_{вн}^г \left\{\upsilon_{вн}^г f \rho_{вн}\rho_г - (\rho_{вн} - \rho_г)\left[V\rho_г + \rho_{вн}(q_в + q_н)\right]\right\}}}{2\upsilon_{вн}^г f}. \qquad (6.92)$$

Если пренебречь массой газа, выражение (6.90) примет вид:

$$\frac{f_ж}{f} = \frac{\rho_{гнв}}{\rho_{вн}}. \qquad (6.93)$$

При этом выражение (6.92) упрощается:

$$\frac{\rho_{гнв}}{\rho_{вн}} = \frac{\upsilon_{вн}^г f - (V + q_н + q_в) + \sqrt{\left[\upsilon_{вн}^г f - (V + q_н + q_в)\right]^2 +}}{2\upsilon_{вн}^г f}$$

$$\frac{\overline{+4\upsilon_{вн}^г f(q_н + q_в)}}{2\upsilon_{вн}^г f} \qquad (6.94)$$

Таким образом, зная $q_н, q_в, V, f, \upsilon_в^н$ и $\upsilon_{вн}^г$, можно рассчитать величину $\rho_{гнв}$ для элементариого лифта.

Схема расчета $\rho_{гнв}$ сводится к следующему:

1. По известным значениям $q_н, q_в, V, f, \upsilon_в^н$ и $\upsilon_{вн}^г$ рассчитывается величина $\frac{\rho_{гнв}}{\rho_{вн}}$.

2. По выражению (6.93) рассчитывается $f_ж$:

$$f_ж = f\frac{\rho_{гнв}}{\rho_{вн}}.$$

3. По зиачению $f_ж$ рассчитывается плотность водонефтяной смеси $\rho_{вн}$ (по зависимости (6.86).

4. Зная величиину $\rho_{вн}$ и имея численное значение $\frac{\rho_{гнв}}{\rho_{вн}}$, можно рассчитать плотность газонефтеводяной смеси $\rho_{гнв}$.

Полученные уравнения связывают основные параметры газожидкостной смеси, движущейся по круглой вертикальной трубе площадью сечеиия f, со средней плотностью смеси.

Анализ уравнений (6.47), (6.49), (6.58), (6.59), (6.86) и (6.92) показывает, что увеличение скорости движения компонентов относительно друг друга (относительной скорости) при прочих равных условиях приводит к увеличению плотности смеси. Зависимости (6.52) и (6.53) показывают, что истинное газосодержание φ зависит не только от объемного газосодержания β, но и от параметров газожидкостного потока (υ_0, q, f).

6.4. СТРУКТУРЫ И ФОРМЫ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ СМЕСЕЙ

Движение газожидкостных смесей по вертикальным трубам изучалось многими исследователями. Все они условно выделяют существование трех структур при движении газожидкостной смеси с плавными переходами между ними. Установлено, что структура газожидкостной смеси зависит от объемных расходов жидкой q и газовой V фаз, от газосодержания, диаметра лифта, физико-химических свойств фаз и т.д. Схематично структуры газожидкостных смесей показаны на рис. 6.9.

а) Эмульсионная (пенная, пузырьковая) структура — газовые пузырьки различных размеров (но меньших, чем диаметр трубы) более или менее равномерно распределены в жидкости. Расстояния между пузырьками могут быть различны. Такая структура обычно проявляется при малой газонасыщенности (если она не создается искусственно) и характеризуется существованием малых относительных скоростей газа в жидкости при их значительном изменении.

Например, многие фонтанные скважины девонских месторождений восточных районов имеют эмульсионную структуру движения смеси. Диаметры газовых пузырьков колеблются от 0,1 до 0,3 мм, а относительная скорость их всплывания в жидкостях различной вязкости изменяется от 1 см/с до 30–40 см/с. Необходимо отметить, что на сохранение эмульсионной структуры и ее стабильность влияет физико-химический состав жидкости и газа.

б) Четочная (пробковая) структура образуется при повышении газосодержания смеси и характеризуется наличием газовых четок, перекрывающих практически все сечение трубы и чередующихся с четками жидкости. Четки газа содержат капельки жидкости, а четки жидкости – пузырьки газа. Размеры и взаимное расположение четок самое различное.

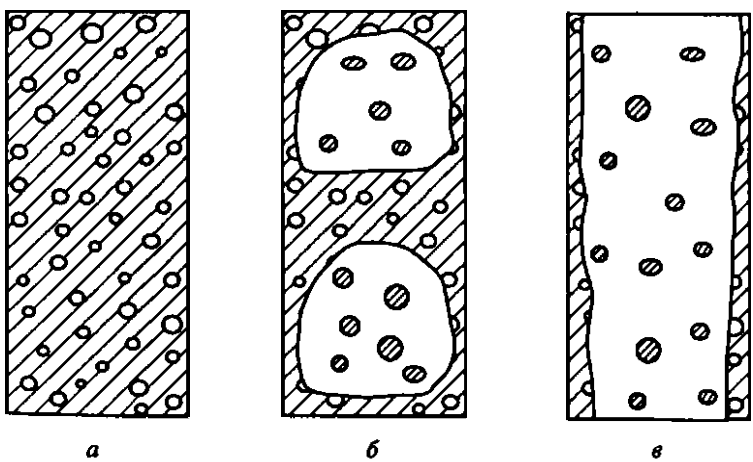


Рис. 6.9. Схематичные структуры газожидкостных смесей: а — эмульсионная (пузырьковая); б — четочная (пробковая); в — стержневая; — жидкость; — газ

При такой структуре относительные скорости газа могут иметь самое различное значение, достигая значительных величин. Исследования показывают, что относительные скорости газа при такой структуре изменяются от нескольких см/с до нескольких м/с. Средняя величина относительной скорости колеблется от 40 до 120 см/с.

в) Стержневая структура образуется при значительном увеличении газосодержания смеси. При такой структуре основная масса газа движется по центру трубы в виде стержня, а жидкость увлекается им и движется по стенкам трубы в виде тонкого слоя. В слое жидкости имеются малые пузырьки газа, а газовый стержень насыщен капельками жидкости. При такой структуре относительные скорости движения газа достигают больших величин.

В реальных условиях движение газонефтяных смесей в скважинах может иметь все три структуры. В нижней части лифта при больших давлениях движущаяся смесь имеет эмульсионную структуру. По мере подъема, а следовательно снижения давления, эмульсионная структура может переходить в четочную. Значительное снижение давления в верхней части лифта создает предпосылки для возможного перехода четочной структуры в стержневую.

Одна группа исследователей считает, что реальные подъемники работают при указанных чередующихся структурах смеси, другая группа – что большинство скважин работает при четочной структуре, а третья – что работа скважин происходит при эмульсионной структуре.

Рассмотренные выше структуры смесей можно наблюдать, когда жидкая фаза представлена одной жидкостью или раствором жидкостей.

В случае движения двух взаимно нерастворимых флюидов с различными плотностями механизм взаимодействия компонентов будет отличаться от такового для взаимно растворимых флюидов, при этом механизм взаимодействия будет различным в зависимости от того, откуда появляется свободный газ в газожидкостной смеси: выделяется из растворенного состояния (формы «г» и «д») или вводится извне (формы «е» и «ж»). На рис. 6.10 представлены основные формы движения смесей.

Форма «а». Однофазное движение нефти.

Форма «б». Дисперсионной средой является нефть.

Капли воды, взвешенные в потоке нефти, движутся вверх только в том случае, если скорость восходящего потока нефти больше скорости оседания капель воды.

Форма «в». Дисперсионной средой является вода.

Капли нефти взвешены в воде и движутся вверх под действием силы Архимеда. Эта форма соответствует двум случаям: во-первых, когда вода неподвижна (барботаж нефти), во-вторых, когда нефть и вода движутся совместно.

Форма «г». Дисперсионной средой является нефть.

Капли воды и пузырьки газа распределены в нефти. Вероятность образования пузырьков газа на границе «твердое тело (колонна труб)—нефть» и «вода—нефть» существенно большая, нежели непосредственно в объеме нефтяной фазы. Пузырьки газа, формирующиеся на поверхности колонны труб, срываются потоком нефти и движутся в нефтяной фазе. Газовые пузырьки, формирующиеся на границе с каплями воды, образуют своеобразные конгломераты, состоящие из капли воды и пузырьков газа. В зависимости от разности плотностей воды и нефти, а также от количества и объема газовых пузырьков, образующих конгломераты, относительная скорость указаниых конгломератов может быть положительной (конгломераты всплывают в потоке движущейся нефти), отрицательной (конгломераты осаждаются в восходящем потоке нефти) и нулевой (скорость осаждения конгломератов равна скорости восходящего потока нефти). В случае отрицательной скорости (осаждение капель воды) в нижней части колонны труб (подъемника) начинается накопление водной фазы. Отрыв газовых пузырьков из конгломерата может происходить в процессе их соударений, а также вследствие роста объема газовых пузырьков.

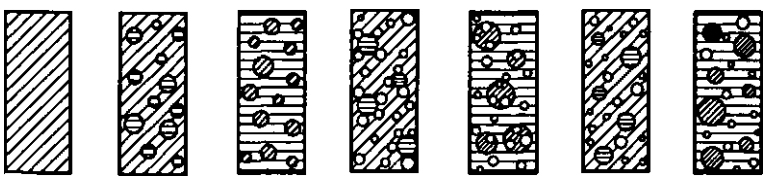


Рис. 6.10. Основные формы движения смесей:

а — однофазное движение нефти; б — движение нефтеводяной смеси; в — движение водонефтяной смеси; г, е — движение нефтеводогазовой смеси; д, ж — движение водонефтегазовой смеси;

— вода; — нефть; — газ

Форма «д». Дисперсионной средой является вода.

Капли нефти, внутри которых формируются газовые пузырьки, также представляют конгломераты, скорость которых возрастает. При определенных условиях газовые пузырьки разрывают поверхность нефтяной капли и попадают в водную фазу. Относительная скорость газовых пузырьков возрастает, что приводит к увеличению плотности смеси.

Форма «е». Дисперсионной средой является нефть, в которой движутся раздельно капли воды и пузырьки газа.

Если скорость восходящего потока нефти меньше скорости оседания капель воды, то водная фаза будет скапливаться в нижней части подъемника, приводя к увеличению плотности смеси.

Форма «ж». Дисперсионной средой является вода.

Капли нефти и пузырьки газа движутся раздельно.

Анализ приведенных форм движения флюидов показывает, что они не являются стабильно существующими как по длине подъемника, так и во времени. Действительно, форма «е» является граничной для формы «г». При определенных условиях движения форма «е» может перейти и в форму «ж». Форма «ж» является граничной для формы «д».

Рассмотренные формы движения смеси относятся к типу эмульсионных структур (пузырьково-капельных).

Такое многообразие форм движения флюидов на рассматриваемом интервале (от забоя до устья скважины) существенно осложняет математическое описание самого процесса движения.

6.5. КРИТЕРИИ ВЫДЕЛЕНИЯ СТРУКТУР И ФОРМ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ

Существует несколько критериев выделения структур газожидкостных потоков.

1. Относительная скорость газовой фазы υ_0

а. Если относительная скорость $\upsilon_0 < (30–40)$ см/с, то структура эмульсионная.

б. Если (30–40) см/с $< \upsilon_0 \leq 120$ см/с, то структура четочная.

в. Если $\upsilon_0 > 120$ см/с, то структура стержневая. Совершенно очевидно, что критерий относительной скорости может быть использован только для приближеиной оценки структуры ГЖС.

2. Объемное расходное газосодержание β

Рассчитывается по зависимости (6.4).

Принимается, если:

а. $\beta \le 0,2$ – то структура эмульсионная;

б. $0,2 < \beta \le 0,7$ – то структура четочная;

в. $\beta > 0,7$ – то структура стержневая.

Более обоснованными являются критерии, базирующиеся на специальных экспериментальных исследованиях.

3. Модифицированные скорости жидкой и газовой фаз

Модифицированная скорость жидкой фазы $\upsilon_{жм}$ вычисляется по следующей зависимости:

$$\upsilon_{жм} = \overline{\upsilon}_{ж}\left(\frac{\rho_{ж}}{\rho_{в}} \cdot \frac{\sigma_{в}}{\sigma_{н}}\right)^{0,25}, \qquad (6.95)$$

где $\overline{\upsilon}_{ж}$ — приведенная скорость движения жидкости, м/с;

$\rho_{ж}, \rho_{в}$ — соответственно плотности жидкости (нефть + вода) и воды, кг/м^3;

$\sigma_{в}, \sigma_{н}$ — соответственно поверхностное натяжение на границе газа с водой и нефтью, Н/м.

Модифицированная скорость газовой фазы $\upsilon_{гм}$ рассчитывается так:

$$\upsilon_{гм} = \overline{\upsilon}_{г}\left(\frac{\rho_{ж}}{\rho_{в}} \cdot \frac{\sigma_{в}}{\sigma_{н}}\right)^{0,25}\left(\frac{\rho_{г}}{\rho_{возд}}\right)^{1/3}, \qquad (6.96)$$

где $\overline{\upsilon}_{г}$ — приведенная скорость движения газа, м/с;

$\rho_{г}$ — плотность газа, кг/м^3;

$\rho_{возд}$ — плотность воздуха при нормальных условиях, кг/м^3.

а. Предельное значение модифицированной скорости жидкости, определяющее границу существования эмульсионной структуры, составляет

$$\upsilon_{жм}^{эм} \le 0,305 \cdot 10^{-2}\left(6,43 \cdot \upsilon_{гм}\right)^{5,81}. \qquad (6.97)$$

б. Предельное значение модифицированной скорости жидкости, определяющее границу существования четочной структуры, составляет:

$$\upsilon_{жм}^{чет} \le 0,263\left(\upsilon_{гм} - 2,62\right). \qquad (6.98)$$

Рассмотренные критерии $\upsilon_{жм}$, $\upsilon_{гм}$ пригодны только для оценки эмульсионной и четочной структур ГЖС.

4. Критерии, основанные на безразмерной скорости газа

Безразмерная скорость газа $\upsilon_{гб}$ рассчитывается при данных термобарических условиях по формуле:

$$\upsilon_{гб} = \frac{V}{f}\sqrt[4]{\frac{\rho_ж}{g\sigma}}, \qquad (6.99)$$

где σ — поверхностное натяжение на границе «газ—жидкость», Н/м.

а. Область существования эмульсионной структуры характеризуется предельным значением безразмерной функции $L_{эм}$, зависящей от безразмерной скорости газа $\upsilon_{гб}$,

$$L_{эм} = L_1 + L_2\upsilon_{гб}\frac{q}{V}, \qquad (6.100)$$

где L_1, L_2 — безразмерные функции, зависящие от безразмерного диаметра $D_б$,

$$D_б = d\sqrt{\frac{\rho_ж g}{\sigma}}, \qquad (6.101)$$

где d — внутренний диаметр трубы, в которой движется ГЖС, м.

Зависимости L_1, L_2 в функции безразмерного диаметра представлены на рис. 6.11.

б. Предельное значение безразмерной функции, определяющее область существования четочной структуры $L_{чет}$, вычисляется при данных термобарических условиях по формуле:

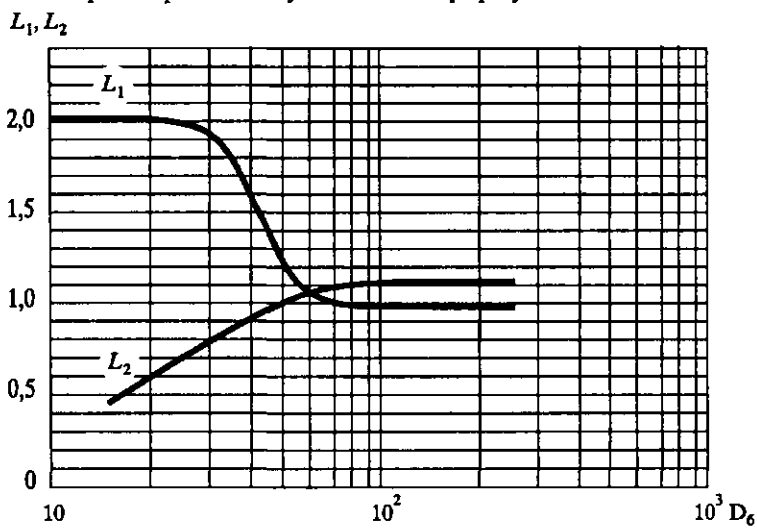


Рис. 6.11. Зависимости безразмерных функций L_1 и L_2 от безразмерного диаметра $D_б$

$$L_{чет} = 50 + 30\upsilon_{гб}\frac{q}{V}. \quad (6.102)$$

в. Начало формирования стержневой структуры характеризуется предельным значением безразмерной функции $L_{ст}$, вычисляемой при данных термобарических условиях по формуле:

$$L_{чет} = 75 + 84\left(\upsilon_{гб}\frac{q}{V}\right)^{0,75}. \quad (6.103)$$

Границы существования различных структур газожидкостной смеси таковы:

— эмульсионная структура

$$\upsilon_{гб} < L_{эм}; \quad (6.104)$$

— четочная структура

$$L_{эм} < \upsilon_{гб} < L_{чет}; \quad (6.105)$$

— стержневая структура

$$\upsilon_{гб} > L_{ст}. \quad (6.106)$$

5. Критерии, основанные на критической скорости, водо- и газосодержании (водонефтяная и водонефтегазовая смеси)

Различают первую и вторую критические скорости.

Первая критическая скорость рассчитывается так:

$$\upsilon_{кр.1} = 0,064 \cdot 56^{\beta_в} \cdot (gd_г)^{0,5}, \quad (6.107)$$

где $\beta_в$ — объемное расходное водосодержание в смеси «нефть—вода»

$$\beta_в = \frac{q_в}{q_в + q_н}, \quad (6.108)$$

$q_н$, $q_н$ — соответственно объемные расходы воды и нефти, м^3/с;

$d_г$ — гидравлический диаметр канала, м,

$$d_г = \frac{4f}{П}, \quad (6.109)$$

f — площадь поперечного сечения канала, м^2;

$П$ — смоченный периметр канала, м.

Для круглой трубы $d_г = D - d$.

Вторая критическая скорость:

$$\upsilon_{кр.2} = 0,487(gd_г)^{0,5}. \quad (6.110)$$

Области существования структур водонефтяных и водонефтегазовых эмульсий в вертикальном восходящем потоке таковы:

$\beta_в \le 0,5$		$\beta_в > 0,5$
$\overline{\upsilon}_{см} \le \upsilon_{кр.1}$	$\overline{\upsilon}_{см} > \upsilon_{кр.1}$	$\overline{\upsilon}_{см} < \upsilon_{кр.2}$
Н/В	В/Н	Н/В
При дополнительном критерии $\varphi_г$		
(Н+Г)/В	(В+Г)/Н	(Н+Г)/В

Водонефтяная эмульсия

а. $\overline{\upsilon}_{см} < \upsilon_{кр.2}$ — капельная структура ($d_{кап} = 0,5 \div 2$ см);

б. $\overline{\upsilon}_{см} \ge \upsilon_{кр.2}$ — эмульсионная структура ($d_{кап} = 10^{-3} \div 10^{-5}$м);

нефтегазовый поток — основной критерий $\varphi_г$

а. эмульсионная структура $\varphi_г \le 0,65$;

б. четочная структура $\varphi_г > 0,65$;

водонефтегазовая эмульсия

а. капельно-пузырьковая структура — $\overline{\upsilon}_{см} \le \upsilon_{кр.2}$; $\varphi_г \le 0,65$;

б. эмульсионно-пузырьковая структура — $\overline{\upsilon}_{см} \ge \upsilon_{кр.2}$; $\varphi_г \le 0,65$;

в. эмульсионно-четочная структура — $\overline{\upsilon}_{см} \ge \upsilon_{кр.2}$; $\varphi_г > 0,65$.

На рис. 6.12 представлена карта структур потоков:

① эмульсионная структура типа В/Н [(В+Г)/Н]

$\overline{\upsilon}_{см} > \upsilon_{кр.2}$ при $\beta_в \le 0,5$

— эмульсионно-пузырьковая структура водонефтегазового потока типа (В+Г)/Н при $\varphi_г \le 0,65$;

— эмульсионно-четочная структура водонефтегазового потока типа (В+Г)/Н при $\varphi_г > 0,65$;

② капельная структура типа В/Н [(В+Г)/Н]

$\upsilon_{кр.1} < \overline{\upsilon}_{см} \le \upsilon_{кр.2}$ при $\beta_в \le 0,5$;

— капельно-пузырьковая структура водонефтегазового потока типа (В+Г)/Н

$\overline{\upsilon}_{см} < \upsilon_{кр.2}$ при $\varphi_г \le 0,65$;

③ капельная структура типа Н/В[(Н+Г)/В]

— капельная структура водонефтяной смеси Н/В

$\overline{\upsilon}_{см} \le \upsilon_{кр.1}$ при $\beta_в \le 0,5$;

$\overline{\upsilon}_{см} < \upsilon_{кр.2}$ при $\beta_в > 0,5$;

— капельно-пузырьковая структура водонефтегазовой смеси (Н+Г)/В

$\overline{\upsilon}_{см} < \upsilon_{кр.2}$ при $\varphi_г \le 0,65$;

④ эмульсионная структура типа Н/В[(Н+Г)/В]

— эмульсионная структура водонефтяной смеси типа Н/В

$\overline{\upsilon}_{см} \ge \upsilon_{кр.2}$ при $\beta_в > 0,5$;

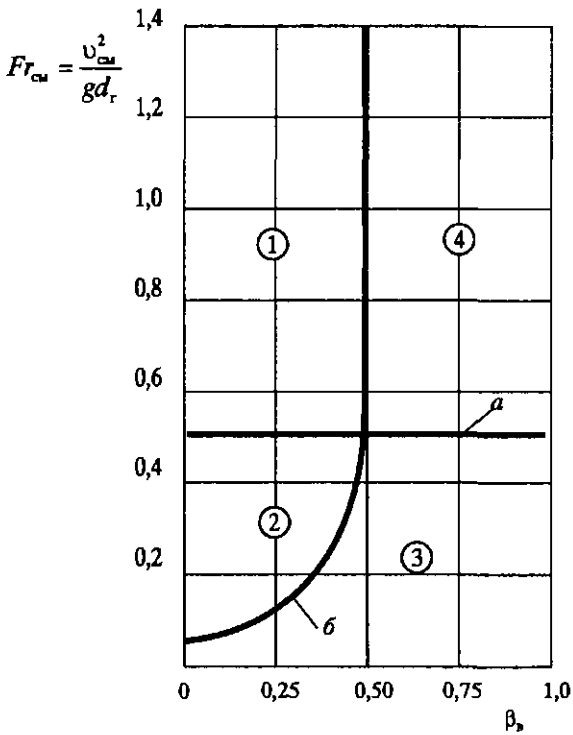


Рис. 6.12. Карта структур потоков:

1 — эмульсионная структура В/Н; 2 — капельная структура В/Н; 3 — капельная структура Н/В; 4 — эмульсионная структура Н/В; ; *а* — расчет по $\upsilon_{кр.2}$; *б* — расчет по $\upsilon_{кр.1}$

— эмульсионно-пузырьковая структура типа (Н+Г)/В

$\overline{\upsilon}_{см} \geq \upsilon_{кр.2}$ при $\varphi_г \leq 0,65$;

— эмульсионно-четочная структура типа (Н+Г)/В

$\overline{\upsilon}_{см} \geq \upsilon_{кр.2}$ при $\varphi_г > 0,65$.

Таким образом, следует отметить: несмотря на значительное количество критериев оценки структур и форм потоков, на сегодня не существует единого комплексного критерия в силу большого разнообразия форм потоков и недостаточной их изученности.

6.6. ФИЗИЧЕСКАЯ СУЩНОСТЬ ПРОЦЕССА ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ

От того, насколько глубоко и как правильно понимается физическая сущность процесса подъема жидкости, можно сформулировать основные направления для его изучения и требования при практическом осуществлении. Несмотря на огромное количество работ в теории и практике подъема жидкости из скважин, у исследователей не существует единой точки зрения на физическую сущность этого процесса. Поэтому кратко остановимся на существующих точках зрения об основной причине подъема жидкости в вертикальных трубах.

1) Подъем жидкости за счет энергии расширяющегося газа.

Д. Верслюис (1930) считает, что «...для поднятия необходим некоторый источник энергии и этим источником энергии является расширение газа в подъемной трубе. Мы здесь не будем касаться вопросов, каким образом работа, совершаемая расширяющимся газом, вызывает поднятие жидкости и газа; предположим только, что расширение газа при поднятии его от забоя до устья является главным источников энергии, вызывающим поднятие смеси».

Действительно, при сжатии газа в компрессоре часть энергии теряется безвозвратно, другая же часть расходуется на изменение объема газа (сжатие). Расширение сжатого газа будет происходить за счет энергии, затраченной на его сжатие, то есть энергия сжатого газа может быть израсходована на его расширение.

Другая сторона вопроса — какие явления могут возникнуть в системе, в которой находится сжатый газ, в процессе его расширения?

Исходя из точки зрения Д. Верслюиса следует, что если расширения газа при подъеме его от забоя до устья не имеется, то исчезает и главный источник энергии, вызывающий подъем смеси. Более

того, подъем жидкости невозможен и при использовании других несжимаемых рабочих агентов (например, жидких или твердых).

Допустим, имеется бассейн с водой плотности ρ. Под уровень опущена вертикальная труба А на глубину h_1 (рис. 6.13). При этом погружении h_1 под уровень: $h_1 = \text{const}$, а давление в сечении 1—1

$$P_1 = h_1 \rho g . \qquad (6.111)$$

Пусть по трубке Б в сечении 1—1 в трубку А подается несжимаемая, нерастворимая жидкость с плотностью ρ_1, причем

$\rho_1 < \rho$.

При определенном расходе жидкости с плотностью ρ_1 средняя плотность смеси $\rho_{см}$ в трубе А (рис. 6.13 б) станет настолько меньше ρ, что смесь поднимается на высоту h_{II} до сечения 2—2.

Считая потери на трение смеси пренебрежимо малыми, можно записать следующее условие:

$$P_1 = \rho_{см} g (h_1 + h_{II}). \qquad (6.112)$$

При дальнейшем увеличении расхода жидкости с плотностью ρ_1 начинается излив смеси из трубы А в сечении 2—2, расположенном над уровнем воды в бассейне на высоте h_{II}. В рассмотренном

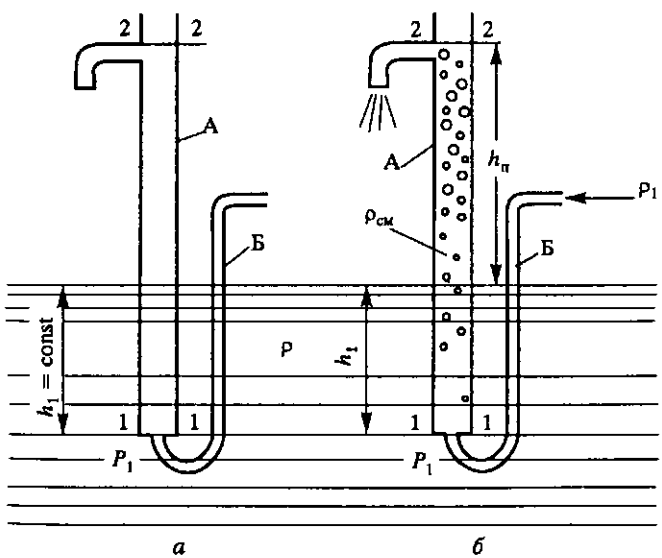


Рис. 6.13. Физическая сущность процесса подъема жидкости

примере подъем воды на высоту $h_п$ произведен без использования энергии расширяющегося газа. Это убеждает нас в том, что рабочим агентом может служить несжимаемая нерастворимая жидкость меньшей плотности, чем поднимаемая.

Эффект подъема жидкости на высоту $h_п$ может быть получен и в случае применения вместо жидкостей твердого тела с плотностью $\rho_2 < \rho$ (например, твердые полиэтиленовые шарики небольшого диаметра). Рассуждая аналогично вышеописанному, мы придем к выводу, что процесс подъема жидкости может быть осуществлен и твердым рабочим агентом.

Таким образом, подъем жидкости может быть произведен жидким или твердым рабочим агентом, что не позволяет считать энергию расщиряющегося газа основной причиной подъема жидкости в любом случае.

Если в качестве рабочего агента используется сжатый газ, то при его расширении объем системы «жидкость—газ» в подъемных трубах увеличивается, что приводит к снижению плотности смеси и подъему ее на определенную высоту.

2) Основной причиной подъема является относительная скорость движения фаз с различными плотностями.

Г.И. Белодворцев (1939), анализируя физический процесс движения газожидкостной смеси в подъемных трубах эргазлифта, писал: «Несмотря на происходящие от естественного скольжения потери энергии, скольжение следует считать положительным фактором, так как оно является первоисточником движения газожидкостной смеси».

Исходя из этой точки зрения подъем жидкости невозможен при использовании рабочего агента, растворяющегося без остатка в поднимаемой жидкости и имеющего плотность, меньшую плотности поднимаемой жидкости. Возвратимся к условию первой задачи, когда поднимаемой жидкостью является вода. Пусть по трубке Б в трубку А подается спирт (метиловый или этиловый). Несмотря на неограниченную способность растворяться в воде (что приводит к невозможности возникновения относительной скорости движения), при определенном расходе спирта смесь поднимается на какую-то высоту, и может начаться излив смеси. Таким образом, хотя мы полностью исключили даже возникновение относительной скорости движения, мы, несмотря на это, осуществили процесс подъема воды. Это говорит о несостоятельности этой точки зрения, хотя в про-

цессе относительного движения и может происходить подъем некоторого количества жидкости.

3) Основной причиной подъема является газовый пузырек или комплекс газовых пузырей, работающий как негерметичный поршень с потерей в пути поднимаемой жидкости.

В.Г. Багдасаров (1947) в своей работе по теории и практике эргазлифта отмечал, что если «...газ находится внутри жидкости в виде отдельных пузырьков, то появляется дополнительная подъемная сила, равная весу жидкости в объеме газового пузырька.

Однако, это же всплывание пузырька внутри жидкости увеличивает объемный вес смеси и тем самым уменьшает величину действующей силы, работающей на подъем жидкости. Этим самым уменьшается КПД установки. Как видим, явление всплытия газовых пузырьков внутри жидкости, которому все авторы придают исключительное значение для расчета потерь так называемого «относительного движения», имеет и положительную и отрицательную стороны и, в итоге, в общем балансе сил большого значения не имеет».

И далее: «...комплекс газовых пузырьков внутри жидкости поднимает жидкость, производя на нее непосредственное давление. Другими словами, комплекс газовых пузырьков необходимо рассматривать как поршень, а сам эргазлифт как поршневой насос...

Одновременно комплекс газовых пузырей работает как плохой, негерметичный поршень, теряющий по пути часть поднимаемой жидкости...

Это следует рассматривать как единственное научное объяснение причины подъема жидкости внутри подъемника».

Для выяснения правомочности вышеприведенного утверждения рассмотрим силы, действующие на газовый пузырек (или комплекс газовых пузырей), поднимающийся в жидкости. На пузырек действует выталкивающая или подъемная сила, определяемая законом Архимеда, и сила сопротивления движущемуся в жидкости пузырьку (реакция сил трения со стороны жидкости). Для совершения работы необходимо, чтобы тело, совершающее ее, имело реакцию со стороны любого другого тела, т.е. необходимо приложение внешней силы. В рассматриваемом же случае результирующая сила является внутренней силой системы, поэтому совершить работы не может.

Указанный механизм негерметичного поршня может быть осуществлен в случае, когда диаметр газовых пузырей равен диаметру

подъемной трубы (четочная структура газожидкостиой смеси). Действительно, в этом случае газовый пузырь (четка), поднимающийся в жидкости, имеет реакцию со стороны подъемной трубы и может производить работу по подъему жидкости, хотя эффективность подъема не будет высокой вследствие деформации газового пузыря и больших утечек жидкости.

Таким образом, и эта причина не является основной в процессе подъема жидкости или смеси.

4) Основной причиной подъема жидкости является снижение с помощью любого рабочего агента плотности смеси в подъемной трубе.

В.С. Меликов (1923), рассматривая принцип действия эрлифта, писал: «Если в одном из сообщающихся сосудов, содержащих какую-либо однородиую жидкость, мы искусствеино уменьшим удельный вес находящейся в нем жидкости, то уровень ее может достигнуть устья сосуда и даже вылиться из него...

Действительно, воздух, смешиваясь в неограниченных пропорциях с жидкостью в виде отдельиых больших и малых пузырьков, в виде пены и, наконец, в виде насыщенного пара, является прекрасным средством для применения его в подъемниках для уменьшения удельного веса жидкости.

Для используемого воздуха является необходимым только сжать его до требуемого давления и подвести к основанию подъемиой трубы, где он, вступив в нее и смешиваясь с жидкостью, уменьшит ее удельный вес. На этом принципе и построен воздушный подъемник».

Рассмотрим следующий пример. Имеется сосуд, частично заполненный жидкостью с плотностью $\rho_ж$. Высота столба жидкости h, диаметр сосуда — d. Объем жидкости $V_ж$ в сосуде:

$$V = \frac{\pi d^2}{4} h. \qquad (6.113)$$

Введем в жидкость рабочий агент объемом $V_Д$ (рабочий агент может быть газообразным, жидким или твердым). Ввод рабочего агента связан с вытеснением жидкости в объеме $V_Д$, т.е. жидкость поднимается на величину Δh, причем:

$$\Delta h = \frac{4V_Д}{\pi d^2}. \qquad (6.114)$$

Объем системы «жидкость—рабочий агент» $V_с$ в данном случае составит:

$$V_c = V_ж + V_Л. \quad (6.115)$$

Плотность смеси «жидкость—рабочий агент» определится так:

$$\rho_{см} = \frac{V_ж \rho_ж + V_Л \rho_Л}{V_ж + V_Л}. \quad (6.116)$$

Таким образом, констатируем, что ввод в жидкость любого материального тела объемом $V_Л$, независимо от его плотности, приведет к подъему уровня жидкости на величину Δh. В этом и состоит существо проблемы.

Увеличивая объем вводимого рабочего агента, можно добиться подъема жидкости до края сосуда и ее излива, т.е. поднять жидкость на определенную высоту.

Для осуществления непрерывного процесса подъема жидкости, например, из скважины, необходимо извлечь рабочий агент.

С точки зрения извлечения рабочего агента необходимо использовать такой, на подъем которого не нужно затрачивать энергию.

В соответствии с законом Архимеда на тело, погруженное в жидкость, действует сила, равная весу вытесненной жидкости, направление действия которой зависит от плотности жидкости и тела.

Если плотность тела (рабочего агента) $\rho_Л$ больше плотности жидкости $\rho_ж$, то тело будет опускаться в жидкости (тонуть) и для его извлечения необходимо приложение дополнительной внешней силы.

Если плотность рабочего агента $\rho_Л$ меньше плотности жидкости $\rho_ж$, то под действием Архимедовой силы он начнет всплывать с какой-то скоростью. Движение рабочего агента связано с преодолением сил сопротивления со стороны жидкости. При равномерном движении рабочего агента Архимедова сила и сила сопротивления движению уравниваются. Таким образом, приходим к выводу, что в случае $\rho_Л < \rho_ж$ Архимедова сила вызывает поднятие самого рабочего агента и большей работы совершить не может.

Так как $\rho_Л < \rho_ж$, то в этом случае $\rho_{см} < \rho_ж$.

Данная точка зрения, как видно из вышеизложенного, не накладывая никаких ограничений на процесс подъема жидкости ни с точки зрения агрегатного состояния рабочего агента, ни с точки зрения его физико-химической характеристики, наиболее полно и правильно отражает физическую сущность процесса подъема жидкости. Основным требованием является выполнение условия, что

плотность рабочего агента должна быть меньше плотности поднимаемой жидкости.

Таким образом, рассмотрев существующие точки зрения на физическую сущность процесса подъема жидкости, приходим к выводу: основной причиной подъема жидкости является увеличение объема системы путем ввода любого рабочего агента желательно с меньшей плотностью, чем поднимаемая жидкость.

Уяснив физическую сущность процесса подъема жидкости, можно сформулировать основной принцип для практического осуществления — создание смеси с необходимой для подъема плотностью при минимальном удельном расходе рабочего агента.

6.7. ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Вопросу температурного режима работы добывающих скважин (нефтяных и гидротермальных) посвящены многочисленные работы, в итоге выполнения которых рассматриваются различные аспекты этого сложного явления. Анализ выполненных исследований показывает, что изучение теплового режима работы добывающих скважин возможно не только аналитически, но и на основе обобщения имеющихся экспериментальных данных.

6.7.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В результате аналитического исследования данного вопроса получено значительное число решений уравнения теплопроводности, описывающего температурные процессы, протекающие при движении продукции по стволу добывающей скважины.

При теоретических исследованиях принимается, что горные породы в разрезе скважины однородны и изотропны; горные породы залегают горизонтально, а теплопроводные потоки в зоне скважины близки к радиальным при движении в скважине несжимаемой жидкости с постоянным расходом и определенными потерями на трение; отсутствуют фазовые переходы и другие процессы, связанные с выделением или поглощением энергии и т.д.

Тем не менее, во все полученные на сегодня аналитические решения входит ряд трудноопределяемых параметров, что существенно сокращает область возможного использования на практике данных решений.

Рассмотрим кратко основные физические процессы, происходящие при движении реальной продукции в скважине. Действительно, несмотря на то, что при движении реальной продукции происходит дополнительное выделеиие тепла за счет необратимых потерь на трение и кристаллизации парафина и солей, а также поглощение тепла при выделении и расширении свободного газа, решения, не учитывающие этих явлений, могут быть использованы, так как при нормальной эксплуатации скважины указаниые процессы в тепловом балансе движушегося потока практически скомпенсированы.

В процессе движения продукции от забоя до устья изменеиие ее температуры за счет теплопередачи колонне труб происходит путем теплопроводности в ламинарном пограничном слое и путем конвекции — в турбулеитном ядре. Причем, в зависимости от характеристик ламииарного пограничного слоя и турбулеитного ядра измеияется и теплопередача. Так как передача тепла конвекцией протекает несоизмеримо более интенсивио, чем теплопроводиостью, изменение температуры в любом поперечном сечении потока должно быть незначительным, что и подтверждается экспериментальными данными.

В ламинарном пограничном слое, хотя и считается, что теплообмеи осуществляется теплопроводностью, фактически за счет свободной конвекции возникает массообмен между параллельно текущими слоями жидкости и теплоотдача увеличивается, хотя остается существеиио меньшей, чем в турбулеитном ядре. Следует подчеркнуть, что интенсивность теплоотдачи в ламииарном пограничном слое определяется не только теплофизическими характеристиками движущегося потока и твердой стенки, но и толщиной ламинариого пограиичного слоя, которая зависит от диаметра трубы, коэффициента гидравлического сопротивления и числа Рейнольдса. Число же Рейнольдса зависит от степени возмущения или стабилизации текущего флюида, возникающих вследствие внешних причин, условий движеиия флюида в трубе (колебательные процессы, местные сопротивления) и, наконец, вследствие шероховатости стеиок трубы не только по ее размерам, но и по форме впадин и выступов. Можно предполагать наличие определенной количественной разницы в процессе теплопередачи при движении сходных потоков флюида по трубам с разным качеством их поверхности вследствие различной чистоты обработки или отложений твердой фазы.

6.7.2. РЕШЕНИЕ УРАВНЕНИЯ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ

Для стационарного режима работы добывающей скважины действнтельно могут быть приняты следующне допущения, которые существенно облегчают решение задачи, не приводя к значительным погрешностям:

1. Скважина вертикальная.
2. Горные породы вокруг скважины представлены неограниченным массивом.
3. Горные породы однородны и изотропны.
4. Температура флюида в продуктивном горизонте (пластовая температура $t_{пл}$) постоянна.
5. Пренебрегаем теплопроводностью вдоль оси скважины, т.к. скорость течения флюнда достаточно высока.
6. Пренебрегаем потерями энергии на тренне н фазовые переходы, т.к. совокупное проявление этих явлений не нарушает теплового баланса движущегося потока.

Для рассматриваемой задачи уравнение теплопроводности записывается в виде:

$$\frac{\partial T}{\partial \tau} + \upsilon \frac{\partial T}{\partial h} = a\left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial T}{\partial r} + \frac{\partial^2 T}{\partial h^2} \right), \qquad (6.117)$$

где T — температура, К;

τ – время, с;

h — вертикальная координата, м;

υ — скорость движения флюида, м/с;

r — радиальная координата (радиус), м;

a — коэффициент температуропроводности, м^2/с;

$$a = \frac{\lambda}{c\rho}, \qquad (6.118)$$

λ — коэффициент теплопроводности, Вт/м·град;

c — удельная теплоемкость флюида, Дж/кг·град;

ρ — плотиость флюида, кг/м^3.

Так как рассматривается стационарный процесс, то первое слагаемое в левой части (6.117) равно нулю. С учетом этого и принятых допущений перепишем (6.117) так:

$$\upsilon \frac{\partial T}{\partial h} = a\left(\frac{\partial^2 T}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial T}{\partial r} \right). \qquad (6.119)$$

Все известные решения (6.119) могут быть приведены к следующему виду (с точностью до постоянного числового коэффициента в последнем слагаемом правой части):

$$t = t_{заб} - \omega h + \omega \frac{2c\rho q}{\pi DK}\left[1 - \exp\left(-\frac{\pi DKh}{2c\rho q}\right)\right], \qquad (6.120)$$

где $t_{заб}$ — температура на забое скважины (пластовая температура), °С;

ω — геотермический градиент, град/м;

q — объемный расход жидкости, м³/с;

D — внутренний диаметр канала, м;

K — коэффициент теплопередачи в скважине, Вт/м²·град.

Умножим сомножитель перед скобками в третьем слагаемом и показатель экспоненты в (6.120) на $\frac{D}{h}\cdot\frac{h}{D}$:

$$t = t_{заб} - \omega h + \omega h \frac{2c\rho q}{K\pi D^2}\frac{D}{h}\left[1 - \exp\left(-\frac{K\pi D^2}{2c\rho q}\frac{h}{D}\right)\right]. \qquad (6.121)$$

Разложим показательную функцию в (6.121) в степенной ряд и, ограничиваясь тремя первыми членами разложения, получим:

$$\exp\left(-\frac{K\pi D^2}{2c\rho q}\frac{h}{D}\right) = 1 - \frac{K\pi D^2}{2c\rho q}\frac{h}{d} + \frac{1}{2}\left(\frac{K\pi D^2}{2c\rho q}\frac{h}{D}\right)^2. \qquad (6.122)$$

С учетом (6.122) выражение (6.121) после необходимых сокращений приводится к виду:

$$t = t_{заб} - \omega h \frac{K\pi D^2}{4c\rho q}\frac{h}{D}. \qquad (6.123)$$

Полученная зависимость, являясь решением уравнения теплопроводности, может использоваться для расчета распределения температуры по глубине добывающей скважины.

Геотермический градиент ω можно рассчитать по следующей формуле:

$$\omega = \frac{t_{пл} - t_{нс}}{H_{кп} - H_{нс}}, \qquad (6.124)$$

где $t_{пл}$, $t_{нс}$ — соответственно пластовая температура и температура нейтрального слоя, °С;

$H_{кт}$, $H_{нс}$ — соответственно расстояние от поверхности земли до кровли продуктивного пласта и до нейтрального слоя, м.

Температура нейтрального слоя для некоторых нефтяных регионов следующая: Коми Республика – 4°С; Западная Сибирь – 5°С; Урало-Поволжье – 6°С; Белоруссия и Украина – 9°С; Краснодарский край, Чечня и Ингушетия – 13,5°С; Азербайджан, Казахстан и Средняя Азия – 16°С. Расстояние до нейтрального слоя от поверхности земли изменяется от 20 до 40 м и может быть принято, в среднем, равным 30 м.

Гидродинамическое и тепловое подобие потоков возможно при соблюдении критериев Рейнольдса Re, Прандтля Pr и Нуссельта Nu:

$$\mathrm{Re} = \frac{\upsilon D \rho}{\mu}, \tag{6.125}$$

$$\mathrm{Pr} = \frac{c\mu}{\lambda}, \tag{6.126}$$

$$\mathrm{Nu} = \frac{KD}{\lambda}. \tag{6.127}$$

Взаимосвязь вышеприведенных критериев учитывается критерием Стантона St:

$$\mathrm{St} = \frac{\mathrm{Nu}}{\mathrm{Re}\cdot\mathrm{Pr}} = \frac{K}{\upsilon\rho c}, \tag{6.128}$$

где υ — скорость движения жидкости, м/с,

$$\upsilon = {4q}\Big/{\left(\pi D^2\right)}, \tag{6.129}$$

μ — вязкость жидкости, Па·с.

Подставляя (6.129) в (6.128), получим:

$$\mathrm{St} = \frac{K\pi D^2}{4q\rho c}. \tag{6.130}$$

Заменим часть второго слагаемого правой части выражения (6.123) соответствующим значением (6.130) и запишем:

$$t = t_{заб} - \omega h \cdot \frac{h}{D} \cdot \mathrm{St}$$

или

$$\frac{t}{t_{заб}} = 1 - \frac{\omega h}{t_{заб}} \cdot \frac{h}{D} \cdot \mathrm{St}. \qquad (6.131)$$

Данное выражение является уравнением распределения температуры по глубине скважины в безразмерном виде.

В полученных решениях (6.123) и (6.131) неизвестным остается коэффициент теплопередачи K. Этот коэффициент зависит от большого количества факторов, которые в практической деятельности не всегда могут быть известными. Несмотря на значительное количество, в основном, аналитических исследований, промысловые инженеры не имеют простых и достаточно точных рекомендаций по его определенню. В то же время, как это видно из (6.131), обобщение температурных режимов работы добывающих скважин может быть выполнено с использованием критерия Стантона. Знание же температуры не только в любой точке скважины, но даже на устье при известной температуре на забое скважины сегодня представляет несомненный практнческий интерес.

6.7.3. ОБОБЩЕНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫХ ДАННЫХ НА ОСНОВЕ РЕШЕНИЯ УРАВНЕНИЯ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ

К настоящему времени накоплено небольшое количество результатов экспериментального исследования теплового режима добывающих скважин для различных нефтяных месторождений и месторождений термальных вод: Туймазинское, Арланское, Шкаповское, Серафимовское в Башкирин; Ромашкнинское — в Татарии; Узень и Жетыбай — в Казахстане; Усинское и Пашнинское — в Республике Коми; Новодмитровское и Калужское — в Краснодарском крае; Котур-Тепе — в Туркмении; Южно-Сосновское и Березинское — в Белоруссии; Усть-Балыкское, Трехозерное, Ватинское, Советское — в Западной Сибири; Махачкалинское месторождение термальных вод. Скважины эксплуатировались фонтанным и газлифтным способами, а также установками электрическнх центробежных насосов. Известнымн параметрами являются: способ эксплуатации, днаметр подъемника (скважины), дебит жидкости, обводненность продукции, температура и глубина ее замера, устьевая и пластовая (забойная) температура.

Переходя от объемного расхода q к массовому $Q_м$ (т/сут), перепишем критерий Стантона (6.130) в следующем виде:

$$\mathrm{St} = 67.858K\frac{D^2}{cQ_м}. \qquad (6.132)$$

Используя выражения (6.131) и (6.132), произведем обработку фактического материала (результаты ее представлены на рис. 6.14).

Аналитическое выражение полученной зависимости может быть записано в следующем виде:

$$\mathrm{St} = \frac{0.00431}{\ln(Q_м + 33)} - 0.00054. \qquad (6.133)$$

Обрабатывая результаты экспериментальных исследований с использованием (6.131) и (6.132), можно вычислить коэффициент теплопередачи K. Как следует из (6.131) и (6.132), обработка и обобщение может вестись в координатах «K—$Q_м/D$». На рис. 6.15 представлена указанная зависимость, аналитически которую можно записать так:

$$K = 5 + 8.02 \cdot 10^{-3}\frac{Q_м}{D}. \qquad (6.134)$$

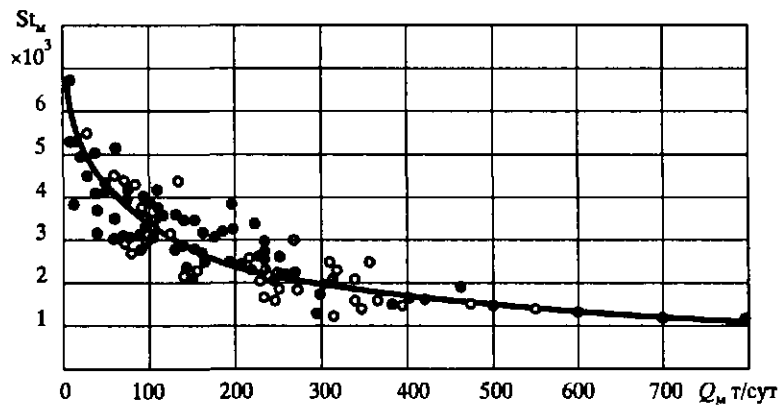


Рис. 6.14. Обобщенная температурная зависимость, построенная с использованием решения уравнения теплопроводности и экспериментальных исследований в добывающих скважинах:

○ — ЭЦН; ⓘ — фонтан; ● — газлифт; ⊗ — термальные скважины

По результатам экспериментальных исследований коэффициент теплопередачи в скважинах изменяется от 6 до 60 Вт/м² град, что достаточно хорошо согласуется с данными, приведенными на рис. 6.15.

Оценка коэффициента теплопередачи может быть проведена по следующей зависимости:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha} + \frac{D}{4\lambda_{п}} \ln\left(1 + \frac{4\sqrt{a\tau}}{D}\right)}, \qquad (6.135)$$

где α — коэффициент теплоотдачи от потока к стенкам в подъемнике с внутренним диаметром D, Вт/м² град;

$\lambda_{п}$ — коэффициент теплопроводности горных пород, окружающих скважину, Вт/м град;

a — коэффициент температуропроводности среды, м²/с;

τ — время работы скважины, с.

Рассматривая совместно (6.134) и (6.135), можно вычислить коэффициент теплопроводности горных пород, окружающих скважину, коэффициент температуропроводности их или коэффициент теплоотдачи.

Полученные зависимости могут быть положены в основу исследования температурного режима добывающих скважин.

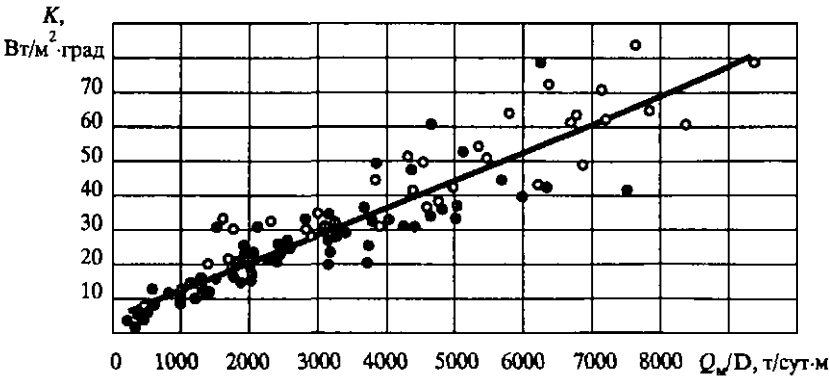


Рис. 6.15. Экспериментальная корреляционная зависимость коэффициента теплопередачи K от параметра $Q_ж/D$:

○ — ЭЦН; Ф — фонтан; ● — газлифт; ⊗ — термальные скважины

6.7.4. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВДОЛЬ ПОДЪЕМНИКА

Введем понятие динамического термического градиента $\omega_д$:

$$\omega_д = \frac{t_{заб} - t_у}{H_с}, \tag{6.136}$$

где $t_у$ — температура на устье скважины, °С;

$H_с$ — глубина скважины, м.

Проанализируем выражение (6.131) с учетом (6.130) при $h = H_с$, $t = t_у$ и $t_{заб} = t_{пл}$, записав его так:

$$\frac{t_у}{t_{пл}} = 1 - \frac{t_{пл}}{t_{пл}} \frac{H_с}{D} \cdot \frac{K\pi D^2}{4c\rho q},$$

откуда

$$\omega_д = \frac{t_{пл} - t_у}{H_с} = \frac{t_{пл}}{D} \frac{K\pi D^2}{4c\rho q}. \tag{6.137}$$

Подставляя в (6.137) выражение (6.134) и заменяя в (6.137) $\rho q = Q_м$, после необходимых преобразований получим:

$$\omega_д = A \frac{t_{пл}}{c} \left(a \frac{D}{Q_м} + 1 \right), \tag{6.138}$$

где A, a — размерные числовые коэффициенты.

Распределение температуры в скважине запишем так:

— при расчете от забоя скважины к устью

$$t(h) = t_{пл} - \omega_д h; \tag{6.139}$$

— при расчете от устья к забою

$$t(H) = t_у + \omega_д H, \tag{6.140}$$

где h — высота, отсчитываемая от забоя ($h = 0$ на забое скважины), м;

H — глубина, отсчитываемая от устья ($H = 0$ на устье скважины, $H = H_с$ — на забое), м.

Подставляя $\omega_д$ из (6.138) в (6.139) и (6.140), получаем:

— расчет от забоя

$$t(h) = t_{пл} \left[1 - \frac{h}{c} \left(a \frac{D}{Q_м} + 1 \right) A \right], \tag{6.141}$$

— расчет от устья

$$t(H) = t_{у} + \left[\frac{H}{c} t_{пл}\left(a\frac{D}{Q_{м}} + 1\right)A\right]. \qquad (6.142)$$

В результате обработки экспериментальных данных вычислены коэффициенты A и a и выражение (6.141) записывается в виде (расчет от забоя):

— для НКТ

$$t(h) = t_{пл}\left\{1 - \frac{h}{c}\left[0.544\left(623.7\frac{d_{п}}{Q_{м}} + 1\right)\right]\right\}, \qquad (6.143)$$

— для обсадных колонн

$$t(h) = t_{пл}\left\{1 - \frac{h}{c}\left[0.544\left(311.85\frac{D_{с}}{Q_{м}} + 1\right)\right]\right\}. \qquad (6.144)$$

Соответственно для выражения (6.142) (расчет от устья):

— для НКТ

$$t(H) = t_{у} + \left\{\frac{H}{c} t_{пл}\left[0.544\left(623.7\frac{d_{п}}{Q_{м}} + 1\right)\right]\right\}, \qquad (6.145)$$

— для обсадных колонн

$$t(H) = t_{у} + \left\{\frac{H}{c} t_{пл}\left[0.544\left(311.85\frac{D_{с}}{Q_{м}} + 1\right)\right]\right\}, \qquad (6.146)$$

где h — высота, отсчитываемая от забоя, м;

H — глубина, отсчитываемая от забоя, м;

$Q_{м}$ — массовый дебит скважины, т/сут;

$d_{п}$ — внутренний диаметр НКТ (подъемника), м;

$D_{с}$ — внутренний диаметр обсадной колонны (скважины), м;

c — удельная теплоемкость продукции скважины, Дж/кг град.

В случае обводненной продукции $c = c_{ж}$

$$c_{ж} = c_{н}(1 - B) + c_{в} \cdot B, \qquad (6.147)$$

где $c_{н}$, $c_{в}$ — соответственно удельная теплоемкость нефти ($c_{н} \approx 2100$ Дж/кг град) и воды ($c_{в}$=4182 Дж/кг град);

B — массовая обводненность продукции, д.ед.

В случае наклонных скважин (при отклонении их от вертикали на угол α в градусах):

$$H = L \cdot \cos\alpha\,, \tag{6.148}$$

$$h = l \cdot \cos\alpha\,, \tag{6.149}$$

где L, l — соответственно длины, отсчитываемые от устья и от забоя, м.

Таким образом, полученные зависимости (6.143)÷(6.146) описывают распределение температуры по глубине скважины и рекомендуются для использования в следующем диапазоне параметров:

— массовый дебит скважины $Q_м$ = 15÷800 т/сут;

— массовая обводненность продукции B = 0÷1;

— диаметр подъемника (НКТ) $d_п$ = 0,0403÷0,062 м;

— диаметр обсадной колонны (скважины) $D_с$ = 0,127÷0,168 м.

6.7.5. ЭМПИРИЧЕСКАЯ ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ ТЕМПЕРАТУРОЙ И ДАВЛЕНИЕМ В СКВАЖИНЕ

Температура и давление, относясь к важнейшим характеристикам работы добывающей скважины, являются независимыми друг от друга. С другой стороны, для каждого конкретного режима работы добывающей скважины эти характеристики взаи-

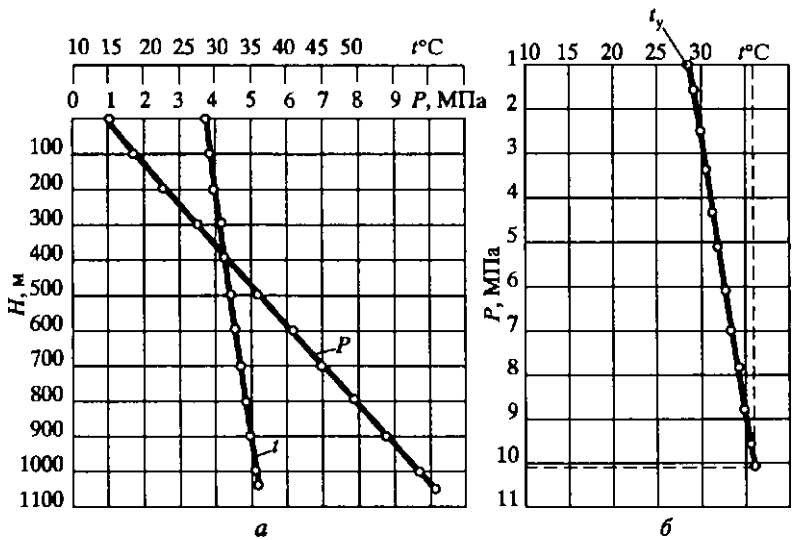


Рис. 6.16. Распределение давления и температуры по длине подъемника (а) и зависимость $t = f(P)$ (б) в скв. №1268 Туймазинского месторождения

мосвязаны следующим образом. На рис. 6.16 представлены результаты экспериментальных замеров по длине подъемника давления и температуры для скв. №1268 Туймазинского нефтяного месторождения (рис. 6.15 а): $P = f(H)$ и $t = f(H)$. Исключая глубину H, можно перестроить эти зависимости в зависимость $t = f(P)$ (рис. 6.15 б).

Обозначим температуру на устье скважины через $t_у$. Так как $t = f(P)$ линейна (рис. 6.15 б), можно записать:

$$t = t_у + KP, \tag{6.150}$$

где K — размерный эмпирический коэффициент (град/МПа), определяемый следующим образом:

$$K = \frac{t - t_у}{P - P_у}, \tag{6.151}$$

t, P — соответственно температура и давление на текущей глубине H.

Таким образом, для каждой конкретной скважины, работающей на заданном режиме, может быть вычислена температура в любой точке подъемных труб при любом давлении (в пределах его изменения от P до $P_у$).

Совершенно понятно, что если в скважине отсутствует любой дополнительный источник теплоты, то зависимость (6.151) можно записать так:

$$K = \frac{t_{заб(пл)} - t_у}{P_{заб} - P_у}. \tag{6.152}$$

Взаимосвязь между температурой и давлением в виде (6.150) является удобной не только для решения ряда промысловых задач, но и при аналитическом рассмотрении многих процессов, происходящих при неизотермическом течении газожидкостных смесей в подъемнике.

6.8. БАЛАНС ЭНЕРГИИ В СКВАЖИНЕ

Основным процессом в добыче нефти является процесс подъема на дневную поверхность жидкости или газожидкостной смеси от забоя скважины. Исходя из этого можно сформулировать основную задачу эксплуатации скважин — осуществление процесса подъема продукции скважин с наибольшей эффективностью и по

возможности бесперебойно. Этот процесс может протекать следующим образом:

1. За счет природной энергии нефтяной залежи, $W_{п}$.

2. За счет энергии, искусственно вводимой в нефтяную залежь или скважину с поверхности, $W_{и}$.

3. За счет природной и искусственно вводимой энергии $W_{п} + W_{и}$.

Так как процесс движения продукции скважин от забоя до поверхности связан с определенными потерями, то сам процесс подъема возможен лишь при определенном соотношении энергии, которой обладает продукция скважины, и потерь энергии при ее движении. Основными видами потерь при движении жидкости или газожидкостной смеси в скважине являются:

1. Потери энергии на преодоление веса гидростатического столба жидкости или смеси, $W'_{тс}$ (без учета скольжения газа).

2. Потери энергии, связанные с движением ее по подъемным трубам и через устьевое оборудование (в скважине), $W_{дс}$.

3. Потери энергии за счет поддержания некоторого противодавления на устье скважины, необходимого для продвижения продукции скважины по наземным коммуникациям, $W_{у}$.

Эта составляющая энергетического баланса не принимает никакого участия в процессе подъема, а представляет энергию, уносимую потоком жидкости или смеси за пределы устья скважины.

В общем виде баланс энергии работающей скважины можно записать так:

$$W = W'_{тс} + W_{дс} + W_{у} = W_{п} + W_{и}. \qquad (6.153)$$

Потери энергии, связанные с движением смеси по подъемным трубам и через устьевое оборудование $W_{дс}$, таковы:

— Потери на трение, связанные с движением смеси по трубе $W_{тр}$, и потери на трение, связанные с относительным скольжением газа в жидкости $W_{ск}$.

— Потери на местных сопротивлениях (движение смеси через муфтовые соединения труб и через устьевую арматуру) $W_{мс}$.

— Инерционные потери, связанные с ускоренным движением смеси $W_{ин}$.

С учетом этого выражение (6.153) может быть переписано следующим образом:

$$W = W'_{гс} + W_{тр} + W_{ск} + W_{мс} + W_{ин} + W_{у} = W_{п} + W_{и}. \qquad (6.154)$$

Анализ большого количества экспериментальных исследований, проведенных в нефтяных скважинах, показывает, что составляющие $W_{мс}$ и $W_{ин}$ настолько малы в общем балансе энергии, что ими можно без большой погрешности для практики пренебречь.

Потери энергии на преодоление веса гидростатического столба смеси $W'_{гс}$ удобнее представить в виде, когда «скольжение» газа учитывается плотностью смеси, т.е. записать:

$$W_{гс} = W'_{гс} + W_{ск}.$$

С учетом вышеизложенного уравнение (6.154) примет вид:

$$W = W_{гс} + W_{тр} + W_{у} = W_{п} + W_{и}. \qquad (6.155)$$

На забое продукция скважины обладает потенциальной энергией, общее количество которой определяется суммой энергии жидкости $W_{ж}$ и энергии газа $W_{г}$ (выделяющегося из нефти).

Потенциальная энергия жидкости $W_{ж}$ (например, 1000 кг) при подъеме на высоту dH от забоя должна составлять:

$$W_{ж} = 10^3 \cdot g \cdot dH \quad \text{Н·м (Дж)}. \qquad (6.156)$$

Перепад давлений в этом случае составит:

$$dP = \rho_1 g dH, \qquad (6.157)$$

где ρ_1 — плотность жидкости с растворенным в ней газом, кг/м^3.

Подъем жидкости в количестве 1000 кг будет осуществляться до давления, равного давлению насыщения $P_{нас}$. С момента выделения газа из раствора масса жидкости будет все время уменьшаться по мере ее подъема к устью скважины. Таким образом, при снижении давления $P_{заб}$ до давления насыщения $P_{нас}$ потенциальная энергия жидкости $W'_{ж}$ равна

$$W'_{ж} = 10^3 \int_{P_{нас}}^{P_{заб}} \frac{dP}{\rho_1 (P,T)}. \qquad (6.158)$$

Плотность жидкости с растворенным в ней газом ρ_1 зависит от давления P и температуры T.

Количество выделяющегося из раствора газа G'_0 зависит от газонасыщенности G_0, коэффициента растворимости α, являющегося функцией P и T, давления P и температуры T (при $P_{нас}$=const).

Количество свободного газа при давлении P и температуре T, приведенное к нормальным условиям, составляет:

$$G'_0 = \left[\alpha \ \ (P,T)\cdot P\right].$$

Масса этого газа равна

$$M_г = G'_0\,\rho_{го},$$

где $\rho_{го}$ — плотность газа в нормальных условиях, кг/м³.

При движении жидкости из области, где давление равно $P_{нас}$, до устья ($P_у$) потенциальная энергия ее должна составлять $W''_ж$:

$$W''_ж = \int_{P_у}^{P_{нас}} \left\{10^3 - \left[\alpha(P,T)\cdot P\right]\rho_{го}\right\}\frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}, \qquad (6.159)$$

где ρ — плотность жидкости после выделения из нее свободного газа в количестве $G'_0\rho_{го}$, кг/м³.

Таким образом, потенциальная энергия жидкости $W_ж$ при подъеме ее от забоя до устья, когда в процессе ее подъема происходит выделение свободного газа, должна быть равной:

$$W_ж = 10^3\int_{P_{нас}}^{P_{заб}}\frac{dP}{\rho_1(P,T)} + \int_{P_у}^{P_{нас}}\left\{10^3 - \left[\alpha(P,T)\cdot P\right]\ \rho_{го}\right\}\cdot\frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}. \qquad (6.160)$$

В соответствии с уравнением состояния реального газа количество свободного газа G'_0 при давлении P и температуре T $G'_0(P,T)$ составит:

$$G'_0(P,T) = \frac{G'_0 P_0}{P}\frac{T}{T_0}z,$$

где G'_0 — количество свободного газа, выделяющееся из жидкости при снижении давления от $P_{нас}$ до P, м³;

T — температура в точке подъемных труб, где давление равно P, К;

T_0 — абсолютная температура, К;

z — коэффициент сверхсжимаемости газа, зависящий от состава газа, давления и температуры, $z = f(P, T)$.

Давление P в точке подъемных труб зависит от глубины этой точки H. В то же время температура T зависит от глубины выбранной точки с давлением P, т.е. $T = f(H)$. Для каждой конкретной скважины можно эмпирически выразить температуру T в функции

давления P (через глубину H), т.е. $T = f(P)$.

Перепишем уравнение состояния в виде:

$$G'_0(P,T) = \frac{G'_0 P_0}{PT_0} T(P) z(P,T). \qquad (6.161)$$

Энергия расширяющегося газа $G'_0(P, T)$ определяется на единицу массы (без учета потерь) как:

$$W'_г = \int_{P_2}^{P_1} G'_0(P,T) dP, \qquad (6.162)$$

а потенциальная энергия массы газа

$$W''_г = \int_{P_2}^{P_1} \left[\alpha(P,T)\cdot P\right] \rho_{го} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)} \qquad (6.163)$$

или с учетом (6.161) при снижении давления от $P_{нас}$ до $P_у$ получим:

$$W_г = W'_г + W''_г = \frac{G'_0 P_0}{T_0} \int_{P_у}^{P_{нас}} T(P) z(P,T) \frac{dP}{P} +$$

$$+ \int_{P_у}^{P_{нас}} \left[\alpha(P,T)\cdot P\right] \rho_{го} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}. \qquad (6.164)$$

Перепишем (6.161) с учетом (6.150) в виде:

$$G'_0(P,T) = \frac{G'_0 P_0 T_у}{PT_0} z(P,T) + \frac{G'_0 P_0 k}{T_0} z(P,T). \qquad (6.165)$$

Тогда суммарная энергия газа $W_г$ при снижении давления от $P_{нас}$ до $P_у$ будет (без учета потерь):

$$W_г = W'_г + W''_г = \frac{G'_0 P_0 T_у}{T_0} \int_{P_у}^{P_{нас}} z(P,T) \frac{dP}{P} +$$

$$+ \frac{G'_0 P_0 k}{T_0} \int_{P_у}^{P_{нас}} z(P,T) dP + \int_{P_у}^{P_{нас}} \left[\alpha(P,T)\cdot P\right] \rho_{го} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}. \qquad (6.166)$$

Не забывая, что $z = f(P,T)$, можно переписать выражение (6.166) следующим образом:

$$W_{\text{г}} = \frac{G'_0 P_0 T_{\text{у}}}{T_0} \int_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{нас}}} z \frac{dP}{P} + \frac{G'_0 P_0 k}{T_0} \int_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{нас}}} z dP +$$

$$+ \int_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{нас}}} \left[\alpha(P,T) \cdot P\right] \rho_{\text{го}} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}. \qquad (6.167)$$

Первый интеграл в выражении (6.167) представим в виде:

$$\int_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{нас}}} \frac{z dP}{P} = \int_{0,2}^{P_{\text{пр(нас)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} - \int_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}}. \qquad (6.168)$$

Второй интеграл будет:

$$\int_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{нас}}} z dP = P_{\text{п.кр}} \left[\int_{0,2}^{P_{\text{пр(нас)}}} z dP_{\text{пр}} - \int_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z dP_{\text{пр}} \right], \qquad (6.169)$$

где $P_{\text{п.кр}}$ — псевдокритическое давление данного газа;

$P_{\text{пр(нас)}}$ — приведенное давление, соответствующее давлению насыщения $P_{\text{нас}}$;

$P_{\text{пр(у)}}$ — приведенное давление, соответствующее давлению на устье $P_{\text{у}}$.

Для различных значений приведенных давлений $P_{\text{пр}}$ и температур $T_{\text{пр}}$ численные значения интегралов $\int_{0,2}^{P_{\text{пр}}} z dP_{\text{пр}}$ и $\int_{0,2}^{P_{\text{пр}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}}$ протабулированы.

С учетом (6.168) и (6.169) выражение (6.166) примет вид:

$$W_{\text{г}} = \frac{G'_0 P_0 T_{\text{у}}}{T_0} \left[\int_{0,2}^{P_{\text{пр(нас)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} - \int_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} \right] +$$

$$+ \frac{G'_0 P_0 k}{T_0} P_{\text{п.кр}} \left[\int_{0,2}^{P_{\text{пр(нас)}}} z dP_{\text{пр}} - \int_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z dP_{\text{пр}} \right] +$$

$$+ \int_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{нас}}} \left[\alpha(P,T) \cdot P\right] \rho_{\text{го}} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}. \qquad (6.170)$$

Таким образом, суммарная природная энергия $W_п$ жидкости $W_ж$ (6.160) и газа $W_г$ (6.161) в скважине выразится так:

$$W_п = 10^3 \int_{P_{нас}}^{P_{заб}} \frac{dP}{\rho_1(P,T)} + 10^3 \int_{P_y}^{P_{нас}} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)} +$$

$$+ \frac{G'_0 P_0 T_y}{T_0} \left[\int_{0,2}^{P_{пр(нас)}} z \frac{dP_{пр}}{P_{пр}} - \int_{0,2}^{P_{пр(y)}} z \frac{dP_{пр}}{P_{пр}} \right] +$$

$$+ \frac{G'_0 P_0 k}{T_0} P_{п.кр} \left[\int_{0,2}^{P_{пр(нас)}} z dP_{пр} - \int_{0,2}^{P_{пр(y)}} z dP_{пр} \right]. \qquad (6.171)$$

Для подъема продукции на поверхность необходимо, чтобы :

$$W_п \geq (W_{тс} + W_{тр} + W_y). \qquad (6.172)$$

В случае, когда $W_п < (W_{тс} + W_{тр} + W_y)$, необходима дополнительная искусственно подаваемая энергия $W_и$, которую в случае использования, например, газа, можно определить так:

$$W_и = \frac{R_0 P_0 T_y}{T_0} \left[\int_{0,2}^{P_{пр(в)}} z \frac{dP_{пр}}{P_{пр}} - \int_{0,2}^{P_{пр(y)}} z \frac{dP_{пр}}{P_{пр}} \right] +$$

$$+ \frac{R_0 P_0 k}{T_0} P_{п.кр} \left[\int_{0,2}^{P_{пр(в)}} z dP_{пр} - \int_{0,2}^{P_{пр(y)}} z dP_{пр} \right] + R_0 \rho_{го} \int_{P_y}^{P_в} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}, \qquad (6.173)$$

где R_0 — объем газа, приведенный к нормальным условиям, который необходимо дополнительно подать в скважину для подъема единицы продукции скважины;

$P_{пр(в)}$ — приведенное давление ввода газа в скважину;

$P_{п.кр}$ — псевдокритическое давление вводимого в скважину газа;

$R_0 \rho_{го} \int_{P_y}^{P_в} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)}$ — потенциальная энергия массы вводимого с поверхности газа.

С учетом выражения (6.173) уравнение (6.171) перепишем в виде:

$$W = W_{\text{п}} + W_{\text{и}} = \left\{ \begin{array}{l} 10^3 \int\limits_{P_{\text{нас}}}^{P_{\text{заб}}} \frac{dP}{\rho_1(P,T)} + 10^3 \int\limits_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{нас}}} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)} + \\ + \frac{G'_0 P_0 T_{\text{у}}}{T_0} \left[\int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(нас)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} - \int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} \right] + \\ + \frac{G'_0 P_0 k}{T_0} P_{\text{п.кр}} \left[\int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(нас)}}} z dP_{\text{пр}} - \int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z dP_{\text{пр}} \right] + \\ + \frac{R_0 P_0 T_{\text{у}}}{T_0} \left[\int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(в)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} - \int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z \frac{dP_{\text{пр}}}{P_{\text{пр}}} \right] + \\ + \frac{R_0 P_0 k}{T_0} P_{\text{п.кр}} \left[\int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(в)}}} z dP_{\text{пр}} - \int\limits_{0,2}^{P_{\text{пр(у)}}} z dP_{\text{пр}} \right] + \\ + R_0 \rho_{\text{то}} \int\limits_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{у}}} \frac{dP}{\rho(P,T,G'_0)} \end{array} \right\} \geq W_{\text{гс}} + W_{\text{тр}} + W_{\text{г}} \qquad (6.174)$$

Выражение (6.174) справедливо для случая, когда вводимый в подъемные трубы газ в количестве R_0 аналогичен по составу газу, выделяющемуся из нефти.

Уравнение (6.171) представляет случай, когда скважина фонтанирует за счет природной энергии. Если $P_{\text{у}} \geq P_{\text{нас}}$ ($G'_0 = 0$), то уравнение (6.171) упрощается и записывается в виде:

$$W = W_{\text{п}} = 10^3 \int\limits_{P_{\text{у}}}^{P_{\text{заб}}} \frac{dP}{\rho_1(P,T)}. \qquad (6.175)$$

Это выражение соответствует случаю фонтанирования скважины за счет гидростатического напора пласта.

Выражение (6.174) описывает баланс энергии при механизированном способе эксплуатации скважины (в данном случае путем ввода компримированного газа).

Из существа вышеизложенного и из анализа уравнений (6.171), (6.174) и (6.175) видно, что при подъеме продукции скважины процесс, протекающий в подъемных трубах (скважине), одинаков и может быть описан единой теорией подъема жидкости независимо от способа эксплуатации.

6.9. ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

С учетом вышеизложенного представляется возможность познакомиться с основными способами эксплуатации нефтяных скважин и их отличительными особенностями. В связи с промышленным внедрением и повсеместным использованием новейших достижений науки в процессе нефтедобычи несколько изменилось и понятие основных способов эксплуатации нефтяных скважин.

Если подъем жидкости или смеси от забоя на дневную поверхность происходит только за счет природной энергии $W_{п}$ ($W_{и}=0$), то такой способ эксплуатации будем называть естественно-фонтанным. Следует заметить, что в настоящее время этот способ имеет весьма ограниченное распространение.

Если подъем жидкости или смеси от забоя на дневную поверхность происходит либо за счет искусственной энергии, либо за счет естественной и искусственной энергии, то такой способ эксплуатации будем называть механизированным.

Механизированный способ эксплуатации может осуществляться в двух видах:

1. Когда искусственная энергия вводится в добываемую жидкость централизованно, а распределение ее происходит непосредственно в залежи. Такой способ ввода энергии в залежь и ее распределение осуществляются при использовании методов поддержания пластового давления. Если при этом каждая конкретная эксплуатационная скважина оборудована только колонной насосно-компрессорных труб (отсутствуют механические приспособления для подъема), указанный способ эксплуатации будем называть искусственно-фонтанным. Искусственно-фонтанная эксплуатация имеет довольно широкое распространение.

2. Когда искусственная энергия вводится непосредственно в каждую конкретную скважину с помощью какого-либо механического приспособления. Ввод искусственной энергии в скважину достигается различными способами: компримированным воздухом или газом и специальными механическими приспособлениями — глубинными насосами. При первом способе ввода энергии в скважину мы имеем дело с компрессорной (эргазлифтной) эксплуатацией, при втором — с глубиннонасосной.

Особое место занимают некоторые виды эксплуатации скважин, осуществляемые за счет использования природной энергии газа с применением специального подземного оборудования. К ним относятся:

а) эксплуатация скважин бескомпрессорным газлифтом, теоретические основы подъема смеси при которой аналогичны таковым при фонтанно-компрессорной эксплуатации. Разница состоит в том, что для подъема используется газ высокого давления, добываемый либо попутно с нефтью, либо специально отбираемый из газоносных пропластков. В этом случае отпадает необходимость использования компрессоров,

б) эксплуатация скважин плунжерным лифтом, при которой подъем смеси происходит за счет природной энергии сжатого газа с применением специальных плунжеров, препятствующих потерям на относительное проскальзывание газа.

6.10. ПОДЪЕМ ЖИДКОСТИ ЗА СЧЕТ ГИДРОСТАТИЧЕСКОГО НАПОРА ПЛАСТА

При установившемся режиме работы пласта и скважины забойное давление $P_{заб}$ должно уравновешивать давление от веса гидростатического столба жидкости $P_{гс}$; потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений (потери трения) $P_{тр}$; противодавление на устье скважины $P_{у}$, т.е.

$$P_{заб} = P_{гс} + P_{тр} + P_{у}. \qquad (6.176)$$

Если выполняется равенство (6.176) и соблюдается условие $P_{у} \geq P_{нас}$, то подъем жидкости в данном случае будет происходить только за счет гидростатического напора пласта.

Гидростатическое давление столба жидкости высотой H, когда плотность жидкости равна ρ_{1}, определяется так:

$$P_{гс} = \rho_{1} g H. \qquad (6.177)$$

Плотность жидкости ρ_{1} принимается постоянной и не зависящей от P и T.

Потери давления на преодоление гидравлических сопротивлений при движении ньютоновской жидкости можно вычислить по уравнению Дарси—Вейсбаха:

$$P_{тр} = \lambda \rho_{1} \upsilon^{2} \frac{H}{2d}, \qquad (6.178)$$

где d — внутренний диаметр подъемных труб, м;

υ — средняя скорость движения жидкости, м/с;

λ — коэффициент гидравлических сопротивлений, зависящий от режима движения жидкости и определяемый либо по графикам, либо по формулам.

Средняя скорость движения в круглой трубе такова:

$$\upsilon = \frac{Q}{f} = \frac{4Q}{\pi d^2}, \qquad (6.179)$$

где Q — объемный расход жидкости, м^3/с.

Подставляя выражения (6.178), (6.177) в уравнение (6.176) с учетом (6.179), получим:

$$P_{заб} = \rho_1 gH + 0{,}811\lambda\rho_1 \frac{Q^2 H}{d^5} + P_у. \qquad (6.180)$$

В соответствии с основным уравнением притока жидкости в скважину

$$P_{заб} = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}. \qquad (6.181)$$

После подстановки (6.181) в (6.180) можно записать:

$$P_у = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}} - \rho_1 gH - 0{,}811\lambda\rho_1 H \frac{Q^2}{d^5}. \qquad (6.182)$$

Выражение (6.182) представляет собой условие фонтанирования скважины за счет гидростатического напора пласта.

Из уравнений (6.180) и (6.182) могут быть получены следующие величины:

1. Максимальный дебит скважины $Q_{макс}$ или минимальное забойное давление фонтанирования за счет гидростатического напора пласта $P^{заб}_{мин}$ (при $P_у = P_{нас}$):

$$P^{заб}_{мин} = \rho_1 gH + 0{,}811\lambda\rho_1 H \frac{Q^2_{макс}}{d^5} + P_{нас}. \qquad (6.183)$$

2. Пластовое давление $P_{пл}$ ($Q=0$):

$$P_{пл} = P_у + \rho_1 gH. \qquad (6.184)$$

Для этого оказывается достаточным измерить давление на устье скважины $P_у$.

Кроме того, можно исследовать характер притока жидкости из пласта и построить графическую зависимость в координатах «$P_у$ — Q», используя уравнение (6.182) и замеры $P_у$ и Q.

Оценка эффективности подъема жидкости за счет гидростатического напора пласта может быть произведена введением КПД подъема.

Коэффициентом полезного действия подъема жидкости η является отношение энергии, затрачиваемой на полезную работу $W_{пол}$, к общей затрачиваемой энергии W

$$\eta = \frac{W_{пол}}{W}. \qquad (6.185)$$

Если высота подъема жидкости H, а масса ее $Q\rho_1$ (кг), то полезная энергия $W_{пол}$ составит:

$$W_{пол} = Q\rho_1 gH \ \text{Дж}. \qquad (6.186)$$

Так как плотность жидкости принимается постоянной и не зависящей от P и T, то затрачиваемая энергия W будет:

$$W = Q\rho_1 \int_{P_y}^{P_{заб}} \frac{dP}{\rho_1} = Q\left(P_{заб} - P_y\right) \qquad (6.187)$$

Определяя $(P_{заб} - P_y)$ из уравнения (6.180) и подставляя ее в (6.187), получим:

$$W = Q\rho_1 gH\left(1 + 0{,}811\lambda\frac{Q^2}{d^5 g}\right). \qquad (6.188)$$

Коэффициент гидравлических сопротивлений λ в обобщенном виде в области, где $\lambda = f(\mathrm{Re})$ (т.е. за исключением квадратичной области), может быть записан в форме:

$$\lambda = A\frac{\nu^a d^a}{Q^a}, \qquad (6.189)$$

где A — числовой коэффициент, зависящий от режима движения и равный 50,235 — для ламинарного режима и 0,297 — для турбулентного режима;

a — показатель степени, численная величина которого для ламинарного режима равна 1, а для турбулентного режима – 0,25;

ν — кииематическая вязкость жидкости, м^2/с.

Подставляя выражение λ из (6.189) в (6.188), получим:

$$W = Q\rho_1 gH\left(1 + A'\frac{\nu^a Q^{2-a}}{d^{5-a}}\right), \qquad (6.190)$$

где A' — числовой коэффициент, равный $0{,}811 \cdot \frac{A}{g}$.

Подставляя значения (6.186) и (6.190) в (6.185), получим:

$$\eta = \frac{Q\rho_1 gH}{Q\rho_1 gH\left(1 + A'\frac{\nu^a Q^{2-a}}{d^{5-a}}\right)},$$

или

$$\eta = \frac{1}{1 + A' \dfrac{\nu Q^{2-a}}{d^{5-a}}}. \qquad (6.191)$$

Анализ уравнения (6.191) показывает, что:

1. КПД подъема жидкости не зависит от высоты ее подъема и плотности жидкости.

2. Повышения КПД подъема заданного количества жидкости Q можно достигнуть снижением вязкости поднимаемой жидкости ν и увеличением диаметра подъемных труб.

6.11. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ЗА СЧЕТ СВОБОДНОГО ГАЗА, ВЫДЕЛЯЮЩЕГОСЯ ИЗ НЕФТИ ИЛИ ВВОДИМОГО ИЗВНЕ

Рассмотрим случай подъема жидкости за счет свободного газа, вводимого в подъемник. Схема процесса представлена на рис. 6.17.

Для осуществления процесса движения смеси в вертикальной трубе A необходим определенный перепад давлений $P_1 - P_2$ между

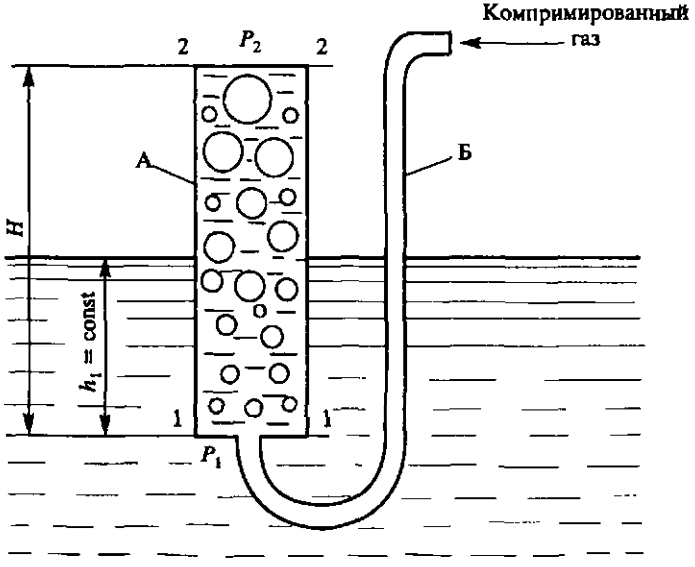


Рис. 6.17. Подъем жидкости за счет газа

сечениями 1—1 и 2—2, величина которого при установившемся движении газожидкостной смеси будет обусловлена:

1. Гидростатическим давлением столба смеси высотой H—$P_{см}$;

2. Давлением, затрачиваемым на преодоление трения смеси — $P_{тр}$;

3. Давлением, затрачиваемым на ускоренное движение жидкости и газа (инерционные потери) — $P_{ин}$.

Слагаемое $P_{ин}$ по сравнению с $P_{см}$ и $P_{тр}$ мало и им можно пренебречь.

Запишем баланс энергии в виде:

$$P_1 - P_2 = P_{см} + P_{тр}. \tag{6.192}$$

С учетом схемы, представленной на рис. 6.17, выражение (6.192) можно переписать в виде:

$$P_1 - P_2 = \rho_{см} g H + P_{тр}. \tag{6.193}$$

Выразим давления P_1, P_2 и $P_{тр}$ через соответствующие высоты столба жидкости плотностью $\rho_ж$, т.е.

$$\left.\begin{aligned} P_1 &= \rho_ж g h_1 \\ P_2 &= \rho_ж g h_2 \\ P_{тр} &= \rho_ж g h_{тр} \end{aligned}\right\}. \tag{6.194}$$

Тогда с учетом (6.194) выражение (6.193) перепишем так:

$$\frac{h_1 - h_2}{H} = \frac{\rho_{см}}{\rho_ж} + \frac{h_{тр}}{H}. \tag{6.195}$$

Обозначим:

$$\xi = \frac{h_1 - h_2}{H}, \tag{6.196}$$

$$h'_{тр} = \frac{h_{тр}}{H}. \tag{6.197}$$

Тогда

$$\xi = \frac{\rho_{см}}{\rho_ж} + h'_{тр}. \tag{6.198}$$

Уравнение (6.198) является уравнением движения газожидкостной смеси и является безразмерным. Левая часть представляет суммарный градиент потерь в подъемнике, а правая — сумму градиен-

тов потерь от гидростатики $\left(\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}}\right)$ и трения $\left(h'_{тр}\right)$.

Если давление P_2 в сечении 2—2 равно атмосферному, то $h_2 = 0$. Тогда выражение (6.196) примет вид:

$$\xi_0 = \frac{h_1}{H}. \tag{6.199}$$

Величина ξ_0 называется относительным погружением и показывает, какая часть от общей длины H трубы А находится под уровнем жидкости.

Анализируя зависимость (6.198), можно предположить существование следующих режимов работы газожидкостных подъемников:

1. Жидкость и газ движутся с одинаковыми скоростями ($\upsilon_0 = 0$), а градиент потерь на трение $h'_{тр} = 0$. Такие подъемники будем называть идеальными

$$\xi_{ид} = \frac{\rho^{ид}_{см}}{\rho_{ж}}. \tag{6.200}$$

2. Относительная скорость $\upsilon_0 > 0$, а $h'_{тр} = 0$ или $\upsilon_0 = 0$, а $h'_{тр} > 0$. Такие подъемники будем называть полуидеальными.

$$\left.\begin{aligned} \xi_{п.ид} &= \frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}}, \\ \xi_{п.ид} &= \frac{\rho^{ид}_{см}}{\rho_{ж}} + h'_{тр} \end{aligned}\right\}. \tag{6.201}$$

3. Относительная скорость $\upsilon_0 > 0$ и $h'_{тр} > 0$. Выполняется условие (6.198). Такие подъемники будем называть реальными.

Так как в процессе движения смеси в вертикальном подъемнике давление и температура в нем изменяются, то в соответствии с этим будут изменяться параметры газожидкостной смеси даже при установившемся движении ее.

Многочисленные теоретические и экспериментальные исследования показывают, что суммарный градиент потерь ξ зависит от целого ряда параметров

$$\xi = f\begin{bmatrix} q(P,T);\ V(P,T); f;\ \rho_{ж}(P,T);\ \rho_{г}(P,T); \\ \upsilon_0;\ z(P,T);\ \mu_{ж}(P,T);\ \mu_{г}(P,T);\ \sigma \end{bmatrix} \tag{6.202}$$

и в настоящее время аналитическим путем рассчитан быть не может.

Решения поставленной задачи можно достигнуть путем разбиения реального (длинного) подъемника на элементарные (небольшой длины), поставленные друг на друга таким образом, что давление (и температура) на выкиде (устье) $P_2(T_2)$ нижестоящего элементарного подъемника равно давлению (температуре) у башмака $P_1(T_1)$ вышестоящего элементарного подъемника.

Рассмотрение движения газожидкостной смеси в эксплуатационном подъемнике существенно упрощается, т.к. основные параметры смеси принимаются неизменными в пределах одного элементарного подъемника, но скачкообразно изменяющимися при переходе в другой и остающимися в пределах его другими, но также постоянными.

О принципе разбиения реального длинного подъемника на элементарные будет сказано ниже.

6.12. РАБОТА ИДЕАЛЬНОГО ПОДЪЕМНИКА

Рассмотрим работу идеального подъемника, для которого

$$\xi_{ид} = \frac{\rho_{см}^{ид}}{\rho_{ж}}$$

или

$$dP = \rho_{см}^{ид} g dH \,. \qquad (6.203)$$

При этом плотность смеси $\rho_{см}$ определяется по уравнению (6.35):

$$\rho_{см}^{ид} = \frac{q\,\rho_{ж} + V\rho_{г}}{q+V} = \frac{q\,\rho_{ж} + V_0\rho_{го}}{q+V},$$

где $\rho_{го}$ — плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3.

Учитывая изменение температуры в подъемнике по уравнению (6.150), в соответствии с законом Клапейрона запишем:

$$V = \frac{V_0 P_0 T_y}{P T_0} z + \frac{V_0 P_0 k}{T_0} z, \qquad (6.204)$$

где z — средний коэффициент сжимаемости газа в подъемнике.

Уравнение (6.203) с учетом (6.204) можно записать так:

$$dP = \frac{g(q\,\rho_{ж} + V_0\rho_{го})}{q + \dfrac{V_0 P_0 T_y z}{P T_0} + \dfrac{V_0 P_0 k z}{T_0}} \cdot dH \,.$$

Разделим переменные:

$$dH = \frac{q + \dfrac{V_0 P_0 T_y z}{P T_0} + \dfrac{V_0 P_0 k z}{T_0}}{g\left(q\rho_{\text{ж}} + V_0\rho_{\text{го}}\right)} dP . \qquad (6.205)$$

Интегрируя выражение (6.205) в пределах : по H — от H до 0 и по P — от давления у башмака $P_б$ до давления на устье $P_у$, получим:

$$H = \frac{q + \dfrac{V_0 P_0 k z}{T_0}}{g\left(q\,\rho_{\text{ж}} + V_0\rho_{\text{го}}\right)}\left(P_б - P_у\right) + \frac{V_0 P_0 T_y z}{T_0\left(q\rho_{\text{ж}} + V_0\rho_{\text{го}}\right)g}\ln\frac{P_б}{P_у} . \qquad (6.206)$$

Уравнение (6.206) характеризует закон изменения давления в идеальном подъемнике.

Если в подъемнике на глубине h давление равно P, то по аналогии с выражением (6.206) можно записать:

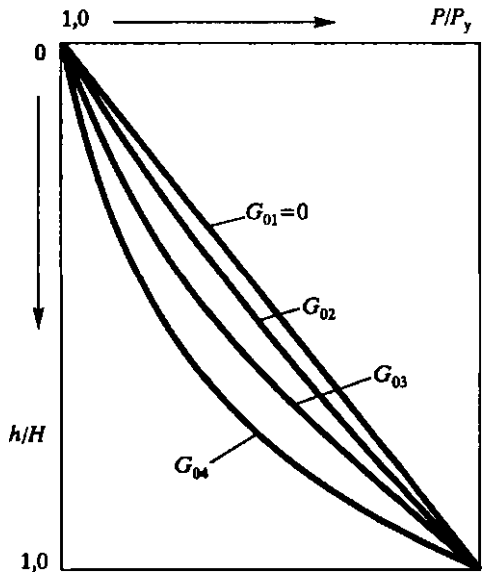


Рис. 6.18. Теоретическое распределение давления в идеальном подъемнике ($G_{01} < G_{02} < G_{03} < G_{04}$)

$$h = \frac{\left(q + \frac{V_0 P_0 k}{T_0} z\right)}{g\left(q\ \rho_ж + V_0 \rho_{го}\right)}\left(P - P_у\right) + \frac{V_0 P_0 T_у z}{T_0 \left(q\rho_ж + V_0 \rho_{го}\right) g} \ln \frac{P}{P_у}. \quad (6.207)$$

Деля уравнение (6.207) на (6.206) и учитывая (6.1), получаем распределение давления в безразмерном виде:

$$\frac{h}{H} = \frac{\left(1 + G_0 \frac{P_0 kz}{T_0}\right)\left(P - P_у\right) + G_0 \frac{P_0 T_у z}{T_0} \ln \frac{P}{P_у}}{\left(1 + G_0 \frac{P_0 kz}{T_0}\right)\left(P_б - P_у\right) + G_0 \frac{P_0 T_у z}{T_0} \ln \frac{P_б}{P_у}}. \quad (6.208)$$

На рис. 6.18 представлено распределение давления по зависимости (6.208) для различных значений G_0 (при постоянстве всех других параметров: k, z, T).

Таким образом, видно, что в случае движения газожидкостной смеси в идеальном подъемнике распределение давления в нем не является линейным.

6.13. РАБОТА НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОГО ПОЛУИДЕАЛЬНОГО ПОДЪЕМНИКА

($\upsilon_0 > 0$, $h'_{тр} = 0$)

В данном случае основной является первая зависимость (6.201)

$$\xi_{п.ид} = \frac{\rho_{см}}{\rho_ж}$$

или

$$dP = \rho_{см} \cdot g \cdot dH. \quad (6.209)$$

Выражение (6.58) с учетом (6.1) и (6.50) запишем следующим образом:

$$\rho_{см} = \rho_ж \frac{\frac{R}{b} - 1 - G^p_{св} + \sqrt{\left(\frac{R}{b} - 1 - G^p_{св}\right)^2 + 4\frac{R}{b}}}{2\frac{R}{b}}. \quad (6.210)$$

где b — объемный коэффициент нефти, являющийся функцией дав-

ления, температуры и количества растворенного газа. Берется с кривой $b=f(P,T)$;

$G_{св}^{р}$ — количество свободного газа при давлении P и температуре T.

Принимая во внимание эмпирическую зависимость (6.150), в соответствии с законом Клапейрона, напишем:

$$G_{св}^{р}=\frac{G_0^{р}P_0T_y z}{PT_0}+\frac{G_0^{р}P_0 zk}{T_0}, \tag{6.211}$$

$G_0^{р}$ — количество свободного газа при нормальных условиях, соответствующее давлению P. Эта величина может быть взята с кривой растворимости $G_0=f(P,T)$.

Подставляя (6.211) в (6.210), получим:

$$\rho_{см}=\rho_{ж}\frac{\frac{R}{b}-1-\frac{G_0^{р}P_0T_y z}{PT_0}-\frac{G_0^{р}P_0 zk}{T_0}+\sqrt{\left(\frac{R}{b}-1-\frac{G_0^{р}P_0T_y z}{PT_0}-\frac{G_0^{р}P_0 zk}{T_0}\right)^2+4\frac{R}{b}}}{2\frac{R}{b}}. \tag{6.212}$$

Обозначим:

$$\left.\begin{aligned} m&=\frac{R}{b}-1-\frac{G_0^{р}P_0 zk}{T_0}\\ n&=\frac{G_0^{р}P_0T_y z}{T_0}\\ r&=4\frac{R}{b}\end{aligned}\right\}. \tag{6.213}$$

Подставляя значение (6.212) с учетом (6.213) в выражение (6.209), получаем:

$$\frac{dP}{m-\frac{n}{P}+\sqrt{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r}}=\frac{2\rho_ж g}{r}dH \quad . \tag{6.214}$$

Интегрируем уравнение (6.214) в пределах: по P — от $P_б$ до $P_у$; по H — от H до 0.

$$\int_{P_у}^{P_б}\frac{dp}{m-\frac{n}{P}+\sqrt{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r}}=\frac{2\rho_ж g}{r}\int_0^H dH \quad . \tag{6.215}$$

Интегрирование левой части уравнения (6.215) в таком виде невозможно. Умножим левую часть на сомножитель

$$\frac{m-\frac{n}{P}-\sqrt{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r}}{m-\frac{n}{P}-\sqrt{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r}}$$

и получим:

$$\int_{P_у}^{P_б}\frac{m-\frac{n}{P}-\sqrt{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r}}{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2-\left[\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r\right]}dP=\frac{2\rho_ж g}{r}H \quad . \tag{6.216}$$

Интегрируем левую часть уравнения (6.216):

$$\frac{1}{r}\left[\int_{P_у}^{P_б}\sqrt{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r}\cdot dP+n\ln\frac{P_б}{P_у}-m\left(P_б-P_у\right)\right]. \tag{6.217}$$

Представим интеграл в выражении (6.217) в виде:

$$\int_{P_у}^{P_б}\sqrt{\left(m-\frac{n}{P}\right)^2+r}\cdot dP=\int_{P_у}^{P_б}\sqrt{m^2-2\frac{mn}{P}+\left(\frac{n}{P}\right)^2+r}\quad=$$

$$=\int_{P_у}^{P}\sqrt{\left(m^2+r\right)P^2-2mnP+n^2}\,\frac{dP}{P} \quad . \tag{6.218}$$

Обозначим:

$$\left.\begin{aligned} a &= m^2 + r \\ c &= 2mn \\ e &= n^2 \end{aligned}\right\}. \qquad (6.219)$$

С учетом (6.219) выражение (6.218) запишем так:

$$\int_{P_y}^{P_б} \sqrt{aP^2 - cP + e}\,\frac{dP}{P}\ . \qquad (6.220)$$

Интеграл этого вида решается следующим образом (И.С. Градштейн, И.М. Рыжик. Таблицы интегралов, сумм, рядов и произведений// ФМ, 1963, №2267, стр.98):

$$\int_{P_y}^{P_б} \sqrt{aP^2 - cP + e}\,\frac{dP}{P} = \left|\sqrt{aP^2 - cP + e}\right|_{P_y}^{P_б} +$$

$$+e\int_{P_y}^{P_б} \frac{dP}{P\sqrt{aP^2 - cP + e}} - \frac{c}{2}\int_{P_y}^{P_б} \frac{dP}{\sqrt{aP^2 - cP + e}}\ . \qquad (6.221)$$

Там же (№2266, стр.98) для $e > 0$; $\Delta = (4ae - c^2) > 0$:

$$\int_{P_y}^{P_б} \frac{dP}{P\sqrt{aP^2 - cP + e}} = \left|-\frac{1}{\sqrt{e}}\,Arsh\frac{2e - cP}{P\sqrt{4ae - c^2}}\right|_{P_y}^{P_б}. \qquad (6.222)$$

Там же (№2261, стр. 95) для $a > 0$; $\Delta > 0$:

$$\int_{P_y}^{P_б} \frac{dP}{\sqrt{aP^2 - cP + e}} = \left|-\frac{1}{\sqrt{a}}\,Arsh\frac{2aP - c}{\sqrt{4ae - c^2}}\right|_{P_y}^{P_б}. \qquad (6.223)$$

Таким образом, общим решением (6.220) будет:

$$\int_{P_y}^{P_б} \sqrt{aP^2 - cP + e}\,\frac{dP}{P} = \sqrt{aP_б^2 - cP_б + e} -$$

$$-\sqrt{aP_y^2 - cP_y + e} - \frac{e}{\sqrt{e}}\,Arsh\frac{2e - cP_б}{P_б\sqrt{4ae - c^2}} +$$

$$+\frac{e}{\sqrt{e}}\,Arsh\frac{2e - cP_y}{P_y\sqrt{4ae - c^2}} - \frac{c}{2\sqrt{a}}\,Arsh\frac{2aP_б - c}{\sqrt{4ae - c^2}} +$$

$$+\frac{c}{2\sqrt{a}}Arsh\frac{2aP_y-c}{\sqrt{4ae-c^2}}. \qquad (6.224)$$

Учитывая (6.224), (6.219), (6.216) и (6.213), решением уравнения (6.215) будет:

$$H=\frac{1}{2\rho_ж g}\left\{\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)^2\left(P_б-P_y\right)+\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\ln\frac{P_б}{P_y}+\right.$$

$$+\sqrt{\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)^2+2\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)P_б+}$$

$$+\sqrt{\left[\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)^2+4\frac{R}{b}\right]P_б^2}-$$

$$-\sqrt{\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)^2+2\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)P_y+}$$

$$+\sqrt{\left[\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)^2+4\frac{R}{b}\right]P_y^2}-$$

$$-\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}Arsh\frac{\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)+\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)P_б}{2P_б\sqrt{\frac{R}{b}}}+$$

$$+\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}Arsh\frac{\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)+\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)P_y}{2P_y\sqrt{\frac{R}{b}}}+$$

$$\left.+\frac{\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)}{\sqrt{\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)^2+4\frac{R}{b}}}\times\right.$$

$$\times Arsh\frac{\left[\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)^2+4\frac{R}{b}\right]P_б+\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)}{2\sqrt{\frac{R}{b}\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)}}-$$

$$-\frac{\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)}{\sqrt{\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)^2+4\frac{R}{b}}}\times$$

$$\times Arsh\frac{\left[\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)^2+4\frac{R}{b}\right]P_y+\left(1+\frac{G_0^p P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\right)\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)}{2\sqrt{\frac{R}{b}\left(\frac{G_0^p P_0 T_y z}{T_0}\right)}}. \quad (6.225)$$

Уравнение (6.225) может быть использовано для расчета распределения давления по длине подъемных труб в нефтяных скважинах. Для скважин, подъем продукции которых производится с учетом выделяющегося из нефти газа, расчет ведется до башмачного давления $P_б \le P_{нас}$. Если башмачное давление $P_б > P_{нас}$, то расчет в области $P > P_{нас}$ ведется с учетом движения негазированной нефти.

Для скважин, эксплуатируемых газлифтным способом, расчет по уравнению (6.225) ведется до давления ввода газа в подъемные трубы $P_в = P_1$.

Расчет кривой распределения давления по уравнению (6.225) можно вести сверху вниз (от P_y до $P_б$) или снизу вверх (от $P_б$ до P_y), разбивая реальный длинный подъемник на элементарные (расчет по шагам). Из уравнения (6.225) видно, что разбиение длинного подъемника на элементарные целесообразнее (с точки зрения минимальных затрат времени ПВМ) производить по давлению, а не по длине (при этом отпадает необходимость расчета с использованием итераций). Для этого весь интервал давлений $P_б — P_y$ разбивается на любое количество в зависимости от заданной величины ΔP. Численное значение ΔP выбирается исходя из пределов изменения основных параметров, таких, как плотность жидкости (нефти) $\rho_ж$ ($\rho_н$), количество свободного газа G_0^p, объемный коэффициент b и

других. Для каждого значения ΔP вычисляется по уравнению (6.225) соответствующее значение ΔH (H). Затем находится сумма рассчитаниых значений ΔH.

Уравнение (6.225) может быть использовано не только для расчета процесса движения смеси «нефть+газ», но и для смеси «нефть+вода+газ». Введем следующие обозначения:

$$\left.\begin{aligned} A &= 1+\frac{G_0^p\left(1-B_{op}\right)P_0 zk}{T_0}-\frac{R}{b}\left(1-B_{op}\right), \\ B &= \frac{G_0^p\left(1-B_{op}\right)P_0 zk}{T_0}, \\ C &= 4\frac{R}{b}\left(1-B_{op}\right), \end{aligned}\right\} \qquad (6.226)$$

где B_{op} — объемная расходная обводненность продукции скважины, д.ед.

С учетом обозначений (6.226) перепишем уравнение (6.225) в следующем виде:

$$H=\frac{1}{2g\left[\rho_н\left(1-B_{op}\right)+\rho_в B_{op}\right]}\left[A\left(P_1-P_2\right)+B\ln\frac{P_1}{P_2}+\right.$$
$$+\sqrt{B^2+2ABP_1+\left(A^2+C\right)P_1^2}-\sqrt{B^2+2ABP_2+\left(A^2+C\right)P_2^2}-$$
$$-BArsh\frac{B+AP_1}{P_1\sqrt{C}}+BArsh\frac{B+AP_2}{P_2\sqrt{C}}+\frac{AB}{\sqrt{A^2+C}}\times$$
$$\left.\times Arsh\frac{\left(A^2+C\right)P_1+AB}{B\sqrt{C}}-\frac{AB}{\sqrt{A^2+C}}Arsh\frac{\left(A^2+C\right)P_2+AB}{B\sqrt{C}}\right], \qquad (6.227)$$

где $\rho_н$ — плотность нефти, кг/м^3;

$\rho_в$ — плотность воды, кг/м^3;

P_1, P_2 — соответственно давление в нижней и верхней частях рассматриваемого интервала, Н/м^2;

T_1, T_2 — соответственно температура в нижней и верхней частях рассматриваемого интервала, К.

Уравнение (6.227) может быть использовано для расчета неизотермического движения нефтеводогазовой смеси в подъемнике добывающей скважины. Как следует из постановки задачи, уравнения (6.225) и (6.227) учитывают только потери энергии, связанные с относительной скоростью газа в жидкости.

6.14. О ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАКОНА РАБОТЫ ПОЛУИДЕАЛЬНОГО ПОДЪЕМНИКА ДЛЯ РАСЧЕТА РЕАЛЬНОГО

Несмотря на то, что уравнение (6.225) справедливо для полуидеального подъемника, по существу его можно использовать и для реального. Анализ его показывает, что при прочих неизменных условиях величина H зависит от параметра R, который, в свою очередь, зависит от относительной скорости υ_0 и учитывает скольжение газа по отношению к жидкости.

Перепад давлений ΔP в элементарном подъемнике высотой ΔH равен:

$$\Delta P = P_{\text{б}} - P = \rho_{\text{см}}^{\text{ид}} g \Delta H + \Delta P_{\text{ск}} + \Delta P_{\text{мс}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{ин}}, \qquad (6.228)$$

где $\rho_{\text{см}}^{\text{ид}}$ — плотность «идеальной» смеси, относительная скорость для которой $\upsilon_0 = 0$;

$\Delta P_{\text{ск}}, \Delta P_{\text{мс}}, \Delta P_{\text{тр}}, \Delta P_{\text{ин}}$ — соответственно потери давления на скольжение газа ($\upsilon_0 > 0$), на местных сопротивлениях, на трение и инерционные.

Так как относительная скорость влияет на плотность смеси, то выражение (6.228) можно переписать в виде:

$$\Delta P = \rho_{\text{см}} g \Delta H + \Delta P_{\text{мс}} + \Delta P_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{ин}}, \qquad (6.229)$$

где $\rho_{\text{см}}$ — плотность реальной смеси, относительная скорость для которой $\upsilon_0 > 0$.

Величина $\rho_{\text{см}}$ может быть рассчитана по уравнению (6.58) с учетом того, что

$$R = \frac{\upsilon_0 f}{q},$$

т.е. при прочих неизменных условиях плотность смеси $\rho_{\text{см}}$ является функцией R.

Перепишем уравнение (6.229) следующим образом:

$$\Delta P = \rho_{\text{см}}^{\Phi} g \Delta H, \qquad (6.230)$$

где $\rho_{см}^{ф}$ — «фиктивная» плотность смеси, характеризуемая фиктивным значением параметра $R_{ф}$ и создающая в подъемнике высотой ΔH одинаковый перепад давлений ΔP, что и в реальном подъемнике при прочих неизменных условиях, т.е.

$$\rho_{см} g \Delta H + \Delta P_{мс} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ин} = \rho_{см}^{ф} g \Delta H ,$$

откуда

$$\Delta P_{мс} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ин} = g \Delta H \left(\rho_{см}^{ф} - \rho_{см} \right). \qquad (6.231)$$

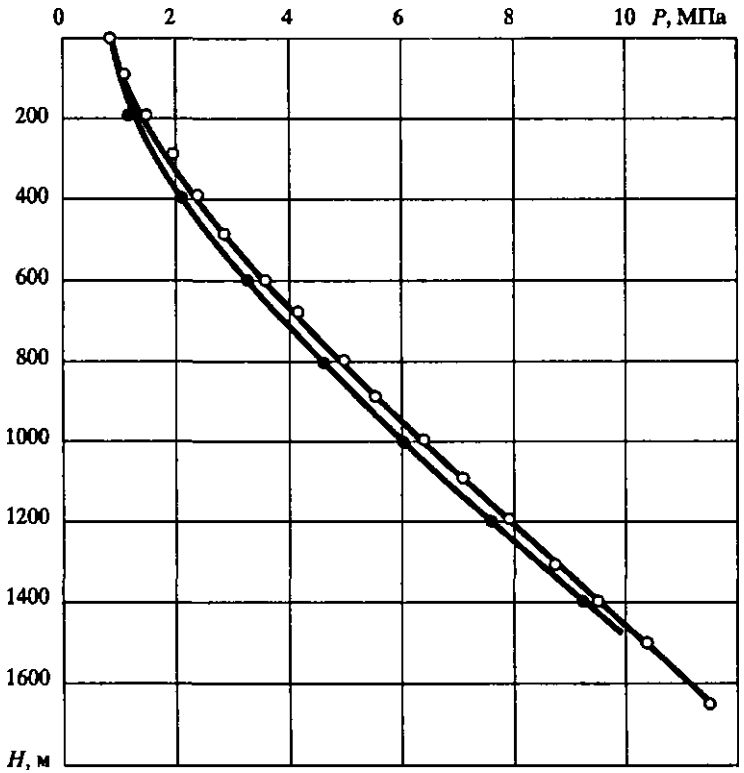


Рис. 6.19. Сопоставление расчетного и экспериментальных распределений давления вдоль подъемника:

▬ — расчет по уравнению (6.227); ○ — эксперимент в безводной фонтанной скважине № 834; ● — эксперимент в обводненной фонтанной скважине № 1346

Из выражений (6.229) и (6.230) следует, что суммарно потери энергии в подъемнике могут быть рассчитаны введением в расчет фиктивного значения $R_ф$:

$$R_ф = R + \Delta R. \tag{6.232}$$

Физически ΔR характеризует дополнительные потери на скольжение, которые численно равны суммарным потерям ($\Delta P_{тр} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{нп}$) при движении газожидкостной смеси в подъемнике. Совершенно очевидно, что введение в расчет фиктивного значения $R_ф$ дает основание использовать закон работы полуидеального подъемника для реальных подъемников добывающих скважин.

С целью проверки полученных зависимостей (6.225) и (6.227) были проведены расчеты распределения давления для безводной (скв. № 834) и обводненной (скв. № 1346) скважин Туймазинского нефтяного месторождения. Расчеты проведены для различных численных значений параметра $R_ф$ (от $R_ф = 0{,}4$ до $R_ф = 2{,}0$ с шагом 0,4).

На рис. 6.19 представлены рассчитанные по уравнению (6.227) зависимости, а также результаты экспериментального замера давления по глубине. Сопоставление расчетных и экспериментальных зависимостей $P=f(H)$ показывает их достаточно хорошее совпадение, что свидетельствует о правильности полученных теоретически законов распределения давления по длине подъемника, а также о возможности расчета реальных подъемников. В результате расчета получено, что для фонтанной безводной скв. № 834, работавшей на дату исследования с дебитом 223 м³/сут, фиктивный параметр $R_ф = 1{,}6$, а для фонтанной обводненной скважины № 1346 ($B_{ср} = 0{,}2$; дебит 104 м³/сут) — $R_ф = 0{,}8$.

Таким образом, использование уравнений (6.225) и (6.227) для расчета процесса неизотермического движения газожидкостных смесей в реальных подъемниках возможно при наличии корреляционной зависимости фиктивного параметра $R_ф$ от основных известных характеристик газожидкостного подъемника. Предварительное рассмотрение данного вопроса позволяет предложить в качестве одного из критериев для обобщения $R_ф$ отношение числа Рейнольдса для газа к числу Рейнольдса для жидкости, т.е $Re_г / Re_ж$.

$$Re_г = \frac{\bar{v}_г d \rho_г}{\mu_г}, \tag{6.233}$$

$$Re_ж = \frac{\bar{v}_ж d \rho_ж}{\mu_ж}, \tag{6.234}$$

где $\bar{\upsilon}_г, \bar{\upsilon}_ж$ — соответственно приведенные скорости газовой и жидкой фаз, м/с;

d — внутренний диаметр подъемника, м;

$\rho_г, \rho_ж$ — соответственно плотности газовой и жидкой фаз, кг/м^3;

$\mu_г, \mu_ж$ — соответственно вязкости газовой и жидкой фаз, Па с.

Все физические параметры газа и жидкости рассматриваются при средних давлении и температуре (в интервале давлений от $P_{нас}$ до $P_у$). Порядок построения искомой корреляционной зависимости $R_ф = f(\mathrm{Re}_г/\mathrm{Re}_ж)$ следующий: для скважин с известными характеристиками продукции, в которых проведены экспериментальные замеры $P = f(H)$, рассчитываются параметры $\mathrm{Re}_г$ и $\mathrm{Re}_ж$. По уравнению (6.227) рассчитывается кривая распределения давления до полного совпадения с экспериментальной (путем изменения $R_ф$). Затем соответствующие значения $R_ф$ и $\mathrm{Re}_г/\mathrm{Re}_ж$ наносятся на график, который и будет в последующем использоваться в практической деятельности. На рис. 6. 20 представлен такой корреляционный график, построенный для безводных скважин различных нефтяных месторождений (Кыртаельское, Усинское, Арланское, Шкаповское, Туймазинское и Ватинское).

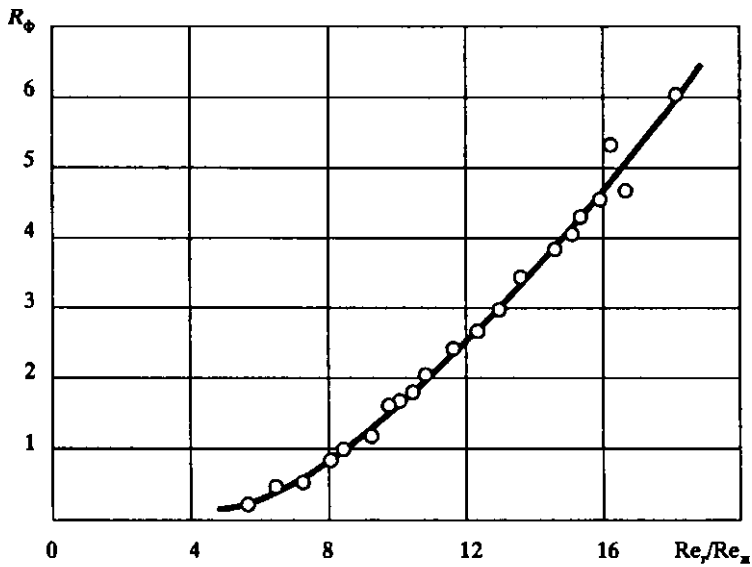


Рис. 6.20. Корреляционный график определения параметра $R_ф$ для безводных скважин

6.15. ПОДХОДЫ К ИЗУЧЕНИЮ РАБОТЫ РЕАЛЬНЫХ ПОДЪЕМНИКОВ

Существование относительной скорости газа, как уже отмечалось, вызывает увеличение плотности газожидкостной смеси (ГЖС), что, в свою очередь, приводит к увеличению потребного напора для преодоления веса гидростатического столба смеси. Движение смеси в реальном подъемнике связано с выделением и расширением газа, что приводит к возникновению инерционных потерь за счет ускоренного движения смеси и увеличению потребного напора. Потребный напор увеличивается и вследствие преодоления сил трения. Все эти виды потерь зависят от объемных расходов жидкой и газовой фаз, их физико-химических свойств, структуры смеси и диаметра подъемника.

При изучении движения ГЖС в реальных подъемниках можно выделить два подхода.

Первый подход базируется на исследовании баланса энергии движущейся в вертикальной трубе однородной газожидкостной смеси на расстоянии dh. Для 1 кг ГЖС запишем:

$$[1\text{ кг}]\int_{P_2}^{P_1} \upsilon' dP + gdh + d\left(\frac{\upsilon^2}{2}\right) + dA + dW = 0, \qquad (6.235)$$

где $\int_{P_2}^{P_1} \upsilon' dP$ — потенциальная энергия состояния 1 кг ГЖС, Н·м;

gdh — потенциальная энергия положения 1 кг ГЖС, Н·м;

$d\left(\frac{\upsilon^2}{2}\right)$ — кинетическая энергия 1 кг ГЖС, Н·м;

dA — суммарные необратимые потери энергии при движении 1 кг ГЖС, Н·м;

dW — энергия, затрачиваемая 1кг ГЖС на совершение внешней механической работы в результате изменения объема рабочего тела, Н·м;

υ' — удельный объем 1 кг ГЖС, м³/кг;

υ — скорость движения смеси, м/с;

P_1, P_2 — соответственно давления в нижнем и верхнем сечениях рассматриваемого элемента потока ГЖС, Н/м²;

h — расстояние, м.

В соответствии с первым законом (началом) термодинамики, являющимся по существу законом преобразования и сохранения

энергии применительно к протекающим процессам, невозможен процесс возникновения или исчезновения энергии.

Обычно любая термодинамическая система содержит некоторый запас внутренней энергии, которая в рассматриваемом нами случае складывается из потенциальной и кинетической энергии. Подводя в систему или отводя из нее теплоту (или работу), можно изменить внутреннюю энергию системы. Сама теплота и работа не являются видами энергии, а являются только формами переноса внутренней энергии.

Энергия — мера движения тела и измеряется той работой, которую оно (тело) может совершить.

Кинетическая энергия обусловлена скоростью движения и массой частиц, потенциальная — силами взаимодействия между частицами, а сами силы взаимодействия зависят от взаимного расположения частиц.

Таким образом, сумма изменения потенциальной энергии состояния, потенциальной энергии положения, кинетической энергии, необратимых потерь энергии и энергии на совершение внешней механической работы равна нулю.

Второй подход базируется на исследовании баланса давлений. Пренебрегая местными сопротивлениями, баланс давлений в вертикальном подъемнике можно записать в следующем виде:

$$dP = \rho_{см} g dh + \left(\frac{dP}{dh}\right)_{тр} dh + \left(\frac{dP}{dh}\right)_{ин} dh, \qquad (6.236)$$

где dP — потери давления на участке длиной dh, Н/м^2;

$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{тр}$ — градиент потерь на трение, $\frac{Н}{м^2 \cdot м}$;

$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{ин}$ — градиент инерционных потерь, $\frac{Н}{м^2 \cdot м}$.

Наибольший практический интерес представляет определение инерционных потерь, которые существенны для определенных структур движения ГЖС, в частности, для четочной и стержневой. При рассмотрении этого вопроса принимаем, что скорости жидкой и газовой фаз одинаковы, т.е.

$$\upsilon_ж = \upsilon_г = \frac{V}{f}, \qquad (6.237)$$

а массовая скорость смеси $\upsilon_м$ постоянна

$$\upsilon_м = \frac{\rho_ж q + \rho_г V}{f} = \frac{M}{f} = const\,, \tag{6.238}$$

M — массовый расход смеси, кг/с.

Градиент инерционных потерь определяется так:

$$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{ин} = -\upsilon_м \frac{d\upsilon_г}{dh}\,. \tag{6.239}$$

Для изотермического расширения газа на участке dh:

$$\overline{P}V = const\,, \tag{6.240}$$

$\overline{P}$ — среднее давление на участке длиной dh.

Дифференциал от (6.240):

$$d\left(\overline{P}V\right) = VdP + \overline{P}dV\,, \tag{6.241}$$

где VdP — работа расширения или сжатия газа;

$\overline{P}dV$ — внешняя работа газа.

Выражение (6.240) перепишем в виде:

$$V = \frac{a}{\overline{P}}\,, \tag{6.242}$$

где a — постоянная величина.

С учетом (6.242) выражение (6.241) запишем так:

$$\frac{a}{\overline{P}}dP + \overline{P}d\left(\frac{a}{\overline{P}}\right) = \frac{a}{\overline{P}}dP + \overline{P}\left[\frac{da\cdot\overline{P} - dP\cdot a}{\overline{P}^2}\right] =$$

$$= \frac{a}{\overline{P}}dP - \frac{a}{\overline{P}}dP = 0\,, \tag{6.243}$$

т.е. $VdP + \overline{P}dV = 0$. (6.244)

Учитывая (6.237), запишем:

$$\overline{P}\upsilon_г = const\,. \tag{6.245}$$

По аналогии с (6.244) получаем:

$$\upsilon_г dP + \overline{P}d\upsilon_г = 0\,. \tag{6.246}$$

Из (6.246) найдем $d\upsilon_г$:

$$d\upsilon_г = -\upsilon_г \frac{dP}{\overline{P}}\,. \tag{6.247}$$

Подставляя выражение $\upsilon_г$ из (6.237) в (6.247), получим:

$$d\upsilon_г = -\frac{V}{f}\frac{dP}{\overline{P}}. \qquad (6.248)$$

Далее подставляем выражения (6.238) и (6.248) в (6.239):

$$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{ин} = \frac{M}{f}\frac{V}{f}\frac{dP}{\overline{P}\cdot dh} = \frac{MV}{f^2\overline{P}}\cdot\frac{dP}{dh}. \qquad (6.249)$$

Таким образом, инерционные потери с учетом (6.249) таковы:

$$\left(\frac{dP}{dh}\right)_{ин} dh = \frac{MV}{f^2\overline{P}}dP. \qquad (6.250)$$

С учетом (6.250) уравнение (6.236) перепишем в виде:

$$dP = \rho_{см} g dh + \left(\frac{dP}{dh}\right)_{тр} dh + \frac{MV}{f^2\overline{P}}dP. \qquad (6.251)$$

С учетом местных сопротивлений уравнение баланса давлений таково:

$$dP = \rho_{см} g dh + \left(\frac{dP}{dh}\right)_{тр} dh + \left(\frac{dP}{dh}\right)_{мс} dh + \frac{MV}{f^2\overline{P}}dP. \qquad (6.252)$$

Записанные балансовые соотношения (6.235) и (6.252) и лежат в основе исследования процесса движения ГЖС в реальных подъемниках; при этом для расчета слагаемых этих соотношений необходимо использовать экспериментальные данные, т.е. теоретическое исследование движения ГЖС в вертикальных трубах в настоящее время ограничено, а для полного описания этого процесса экспериментальные исследования являются абсолютно необходимыми.

6.16. ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АКАДЕМИКА А.П. КРЫЛОВА

В 1934 г. А.П. Крыловым были выполнены экспериментальные исследования движения воздухо-водяных смесей в вертикальных трубах на специальной установке, схема которой представлена на рис. 6.21.

Установка состоит из вертикальной трубы 1 диаметром d и длиной 18–20 м, воспроизводящей элементарный подъемник, систем подачи воды и воздуха, устройства 5 для изменения противодавления, отсекателей потока 2, приемной системы 9 и комплекса контрольно-измерительных приборов.

Эта установка позволяет:

1. изучать движение смесей различных свойств по трубам различного диаметра;

2. воспроизводить реальные подъемники значительной длины;

3. замерять фактическую плотность движущейся смеси;

4. осуществлять процесс движения газожидкостной смеси с постоянным расходом жидкости q и газа V независимо от противодавления P_2;

5. производить точные замеры давлений P_1 и P_2 или ΔP в процессе установившегося движения газожидкостной смеси между сечениями 1—1 и 2—2.

Воспроизведение реальных подъемников значительной длины осуществлялось с помощью регулировочного устройства 5: при изучении каждого последующего элементарного подъемника давление P_2 в нем устанавливалось равным давлению P_1 в предыдущем элементарном подъемнике.

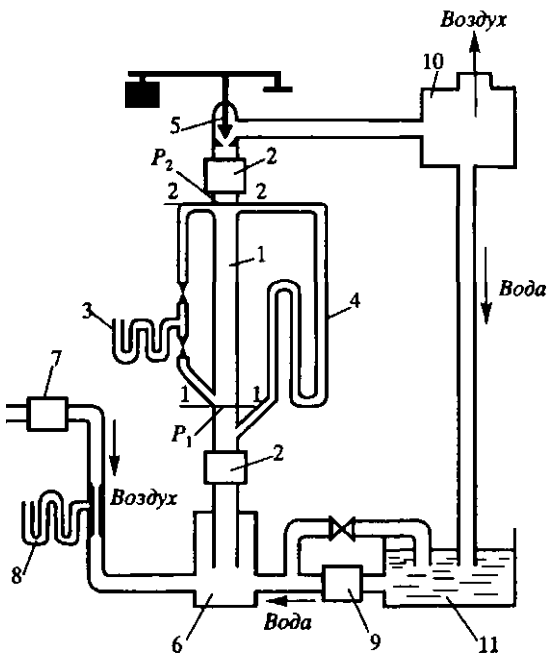


Рис. 6.21. Схема экспериментальной установки А.П. Крылова

Методически исследование проводилось следующим образом. Для экспериментальной трубы заданного диаметра d устанавливали определенный режим движения смеси: q = const и V = const. Расход воздуха от поршневого компрессора 7 замеряли измерителем расхода газа 8, а расход воды от поршневого насоса 9 — объемным способом в емкости 11. При установившемся движении воздухо-водяной смеси давления P_1 и P_2 (ΔP) определяли манометром 3. Затем с помощью быстродействующих отсекателей потока 2 отсекался объем воздухо-водяной смеси. После разделения смеси дифференциальным манометром 4 измеряли перепад давлений столба жидкости и газа в статических условиях. Затем движение смеси возобновлялось (после открытия отсекателей 2), давление P_2 в сечении 2—2 с помощью устройства 5 устанавливалось равным давлению P_1 в предыдущем случае и цикл повторялся. Исследования проведены при четочной структуре.

Экспериментальные исследования А.П. Крыловым проведены на трубах диаметром $1^1/_2''$, $2^1/_2''$ и $4''$. Мур и Уайлд провели аналогичные исследования на трубах всех диаметров.

Результаты экспериментальных исследований обрабатывали с целью получения следующих зависимостей:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} = f(q,V,d)\ ,$$

$$h'_{тр} = f(q,V,d)\ .$$

В соответствии с уравнением (6.198)

$$\xi = \frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} + h'_{тр}\ ,$$

можно записать

$$\xi = f(q,V,d).$$

6.17. УРАВНЕНИЕ ДВИЖЕНИЯ СМЕСИ В ЭЛЕМЕНТАРНОМ ПОДЪЕМНИКЕ

Элементарным будем называть подъемник небольшой длины, когда давление и температура на его концах изменяются незначительно, а объемные расходы фаз и физико-химические свойства движущихся флюидов можно принять постоянными.

С целью получения основных зависимостей, характеризующих работу подъемника, А.П. Крыловым проведена обработка полученного экспериментального материала в следующей последовательности.

Строились зависимости скорости газа $\upsilon_г$ от суммарного расхода фаз $(q + V)$ для различных диаметров подъемников и различных физических свойств смесей, представленные на рис. 6.22.

Уравнение пучка прямых на рис. 6.22 можно записать в виде:

$$\upsilon_г = в + a(q + V), \qquad (6.253)$$

где q, V — соответственно объемные расходы жидкой и газовой фаз, м³/с;

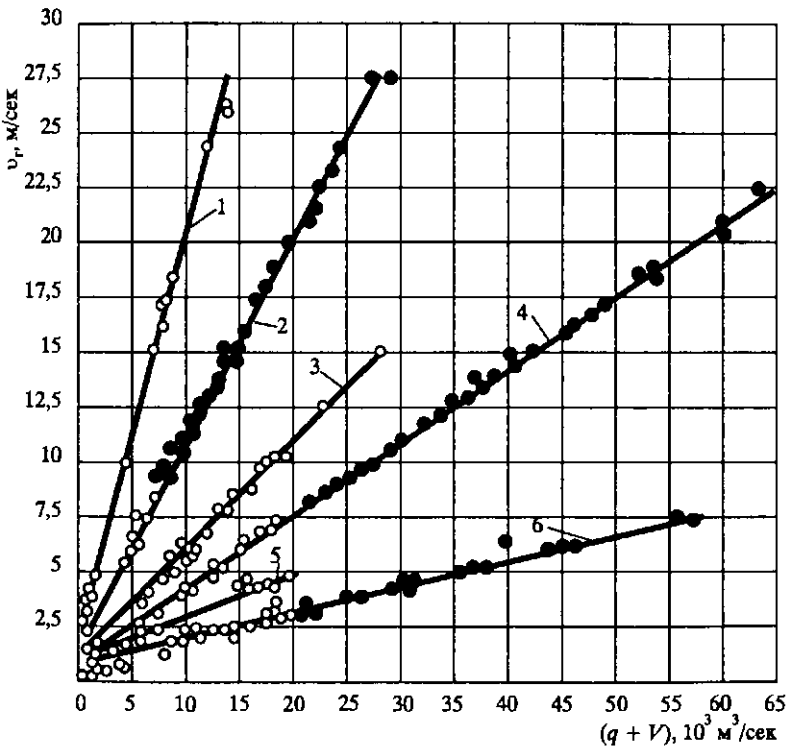


Рис. 6.22. Зависимости скорости движения газа от суммы объемных расходов газа и жидкости для труб различных диаметров:

1 — 0,0254 м; 2 — 0,0381 м; 3 — 0,0508 м; 4 — 0,0635 м; 5 — 0,0762 м; 6 — 0,1016 м; ● — опыты А.П. Крылова; ○ — опыты Мура и Уайлда

a, $в$ — соответственно числовые коэффициенты, имеющие размерность 1/м² и м/с;

$\upsilon_г$ — скорость движения газа, м/с;

при этом:

$$a = \frac{1,27}{d^2}, \tag{6.254}$$

$$в = 1. \tag{6.255}$$

Перепишем (6.253) с учетом (6.254) и (6.255) так:

$$\upsilon_г = 1 + \frac{1,27(q+V)}{d^2}$$

или

$$\upsilon_г = 1 + \frac{V+q}{0,787d^2}, \tag{6.256}$$

где d — диаметр подъемника, м.

Ранее было получено (для $\rho_г = 0$):

$$\frac{f_ж}{f} = \frac{\rho_{см}}{\rho_ж}, \tag{6.257}$$

при условиях

$$\left.\begin{aligned} V &= \upsilon_г \cdot f_г, \\ f &= f_ж + f_г, \end{aligned}\right\} \tag{6.258}$$

где $f_ж$, $f_г$, f — соответственно площадь поперечного сечения трубы, занятая жидкой, газовой фазами и полная площадь поперечного сечения трубы, м²;

$\rho_{см}$, $\rho_ж$, $\rho_г$ — плотность газожидкостной смеси, жидкости и газа, кг/м³.

Перепишем (6.257) с учетом (6.258) в виде:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_ж} = \frac{f - f_г}{f} = 1 - \frac{f_г}{f} = 1 - \frac{V}{\upsilon_г f}. \tag{6.259}$$

Заменим в (6.259) $\upsilon_г$ его выражением из (6.256):

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_ж} = 1 - \frac{V}{f\left(1 + \frac{V+q}{0,787d^2}\right)}$$

или после преобразований получим:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} = \frac{f\left(0,787d^2 + V + q\right) - 0,787d^2 V}{f\left(0,787d^2 + V + q\right)}. \qquad (6.260)$$

Далее А.П. Крылов принимает:

$$0,787d^2 \approx \frac{\pi d^2}{4} = f. \qquad (6.261)$$

С учетом этого выражение (6.260) записывается так:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} = \frac{f(f + V + q) - fV}{f(f + V + q)} = \frac{f + q}{f + V + q}$$

или с учетом того, что $f = 0,785\ d^2$, получаем:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} = \frac{0,785d^2 + q}{0,785d^2 + V + q}. \qquad (6.262)$$

Данное выражение является менее точным, чем выражение (6.260).

Физически слагаемое $0,787\ d^2$ в (6.260) учитывает потери, связанные с относительной скоростью газа в газожидкостной смеси, движущейся при четочной структуре. Таким образом, составляющая $\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}}$ известна. Далее требуется экспериментально определить градиент потерь на трение $h'_{тр}$. Обработка результатов экспериментальных исследований по определению градиента потерь на трение проведена с использованием координат (с учетом граничных условий):

$$\left(h'_{тр} - \varepsilon V^2 - cq^{1,75}\right) - qV, \qquad (6.263)$$

где $h'_{тр}$ — градиент потерь на трение при движении газожидкостной смеси;

εV^2 — градиент потерь на трение при движении газа (рассчитан с использованием формулы Веймаута $\lambda = \frac{0,0094}{\sqrt[3]{d}}$);

$cq^{1,75}$ — градиент потерь на трение при движении жидкости (рассчитан с использованием формулы Блазиуса $\lambda = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{\mathrm{Re}}}$).

Данные экспериментальных исследований приведены на рис. 6.23 для подъемников с диаметрами 1″(1), $1^1/_2$″(2) и $2^1/_2$″(3).

Общим уравнением пучка прямых с рис. 6.23 является следующее:

$$h'_{тр} - вV^2 - cq^{1,75} = aqV$$

или

$$h'_{тр} = aqV + вV^2 + cq^{1,75}. \qquad (6.264)$$

Значения экспериментальных коэффициентов a, b и c следующие

для воды:

$$a = 1,14 \cdot 10^{-4} \frac{1}{d^5}; \; в = 9,3 \cdot 10^{-7} \frac{1}{d^{16/3}}; \; c = 7,8 \cdot 10^{-4} \frac{1}{d^{4,75}};$$

для жидкости с вязкостью 5 мПа с:

$$a = 1,71 \cdot 10^{-3} \frac{1}{d^5}; \; в = 9,3 \cdot 10^{-7} \frac{1}{d^{16/3}}; \; c = 1,17 \cdot 10^{-3} \frac{1}{d^{4,75}}.$$

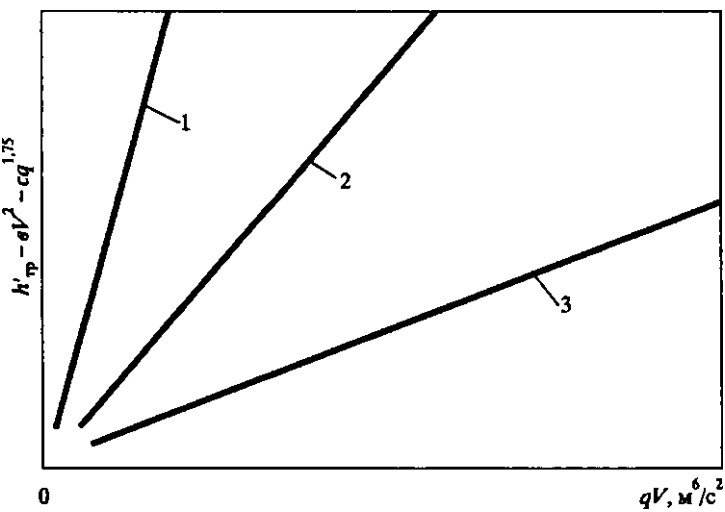


Рис. 6.23. Зависимости ($h'_{тр} - bV^2 - cq^{1,75}$) от qV для различных диаметров труб: 1 — 0,0254 м; 2 — 0,0381 м; 3 — 0,0631 м

Общее уравнение движения ГЖС в безразмерном виде для экспериментального подъемника при четочной структуре запишем с учетом (6.262) и (6.264) в следующем виде:

$$\xi = \frac{0,785d^2 + q}{0,785d^2 + q + V} + aqV + \beta V^2 + cq^{1,75}. \qquad (6.265)$$

Это и есть уравнение движения ГЖС А.П. Крылова в элементарном подъемнике. Проанализируем полученное уравнение. Рассмотрим два случая:

1. Каким образом изменяется полный градиент потерь ξ и его слагаемые $\rho_{см}/\rho_ж$ и $h'_{тр}$ в зависимости от объемного расхода газа V при $(d, q) = const$.

2. Каким образом изменяются те же параметры в зависимости от изменения диаметра подъемника d при $(q, V) = const$.

Графическое представление рассматриваемых случаев показано на рис. 6.24 (*а* — первый случай, *б* — второй случай). Для первого случая с ростом объемного расхода газа при постоянных d и q относительная плотность смеси в соответствии с (6.265) нелинейно снижается, а градиент потерь на трение линейно возрастает. При определенном объемном расходе газа полный градиент потерь достигает своего минимального значения $\xi_{мин}$; такой объемный расход газа будем называть оптимальным $V_{опт}$. Правее этой точки снижение относительной плотности становится меньшим, чем рост градиента потерь на трение.

Для второго случая — с ростом диаметра подъемника при постоянных расходах жидкости q и газа V относительная плотность смеси

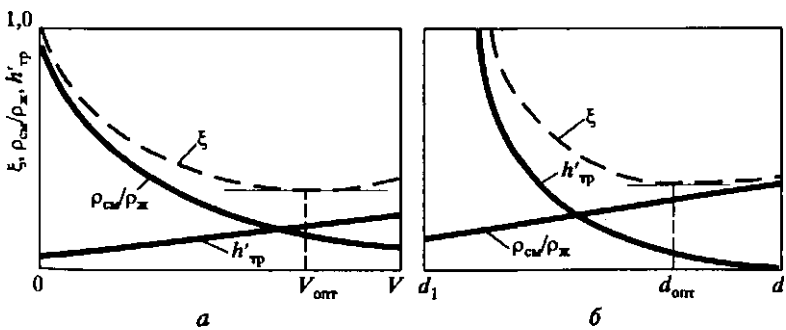


Рис. 6.24. К анализу уравнения движения смеси в элементарном подъемнике:
а — при (q, d) = const; б — при (q, V) = const

в соответствии с (6.265) линейно возрастает, а градиент потерь на трение нелинейно снижается. При определенном диаметре подъемника полный градиент потерь достигает минимального значения $\xi_{мин}$; такой диаметр подъемника будем называть оптимальным $d_{опт}$.

Уравнение движения ГЖС в элементарном подъемнике в дифференциальной форме таково:

$$dP = \xi \rho_{ж} g dh \tag{6.266}$$

или с учетом уравнения (6.265):

$$dh = \frac{dP}{\rho_{ж} g \left(\frac{0,785d^2 + q}{0,785d^2 + q + V} + aqV + вV^2 + cq^{1,75} \right)}. \tag{6.267}$$

Уравнение (6.267) является дифференциальным уравнением движения газожидкостной смеси в элементарном подъемнике. Принимая один из известных законов газового состояния и подставляя его в (6.267), можно провести интегрирование.

Прежде чем перейти к рассмотрению движения смеси в длинных подъемниках, остановимся более подробно на характеристике подъемника.

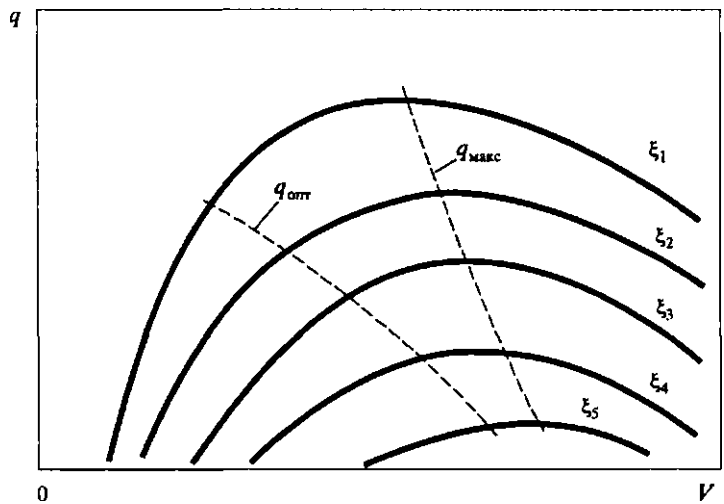


Рис. 6.25. Характеристики подъемника в зависимости от градиента давления при постоянном диаметре (d = const);

$$\xi_1 > \xi_2 > \xi_3 > \xi_4 > \xi_5$$

6.18. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДЪЕМНИКА

Характеристикой подъемника называют графическую зависимость дебита жидкости q в функции объемного расхода газа V, т.е. $q = f(V)$.

Как следует из выражения (6.265), для постоянного диаметра подъемника (d = const) его характеристика определяется постоянным значением ξ.

На рис. 6.25 представлены характеристики подъемника постоянного диаметра для различных значений градиентов давлений ξ. Анализ этих зависимостей показывает, что дебит жидкости для данного диаметра подъемника при постоянном расходе газа определяется только параметром ξ; к тому же при возрастании ξ растет и дебит.

Влияние диаметра подъемника на его характеристику для постоянного значения ξ проследим по рис. 6.26: по мере увеличения диаметра подъемника область его работы (дебит жидкости и расход газа) также увеличивается.

Для реальных длинных подъемников форма характеристики подъемника не изменяется. Рассмотрим более подробно характеристику подъемника, представленную на рис. 6.27.

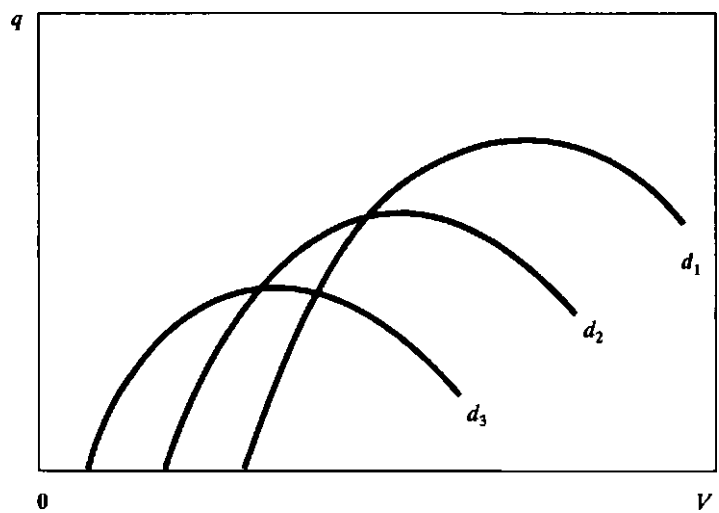


Рис. 6.26. Влияние диаметра труб на характеристику подъемника при ξ = const; $d_1 > d_2 > d_3$

На ней можно отметить четыре характерные точки — 1, 2, 3 и 4.

Точка 1 называется точкой начала выброса. Количество газа $V_н$ в данном случае является тем минимально необходимым объемным расходом, при котором уровень смеси поднимается до устья (от точки 0 до точки 1 происходит процесс насыщения жидкости свободным газом).

Точка 2 называется точкой оптимальной работы подъемника ($q_{опт}$). Для рассматриваемого подъемника (d, ξ =const) условия подъема жидкости в любой точке характеристики одинаковы, однако энергетические затраты существенно различны.

Затраченная мощность для элементарного лифта составляет:

$$W = (q + V)dP \left[\frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{с}}\right]$$

или с учетом, что $G_0 = V/q$, получим:

$$W = q\ (1 + G_0)dP. \qquad (6.268)$$

Затраченная мощность на единицу объемного расхода поднимаемой жидкости будет:

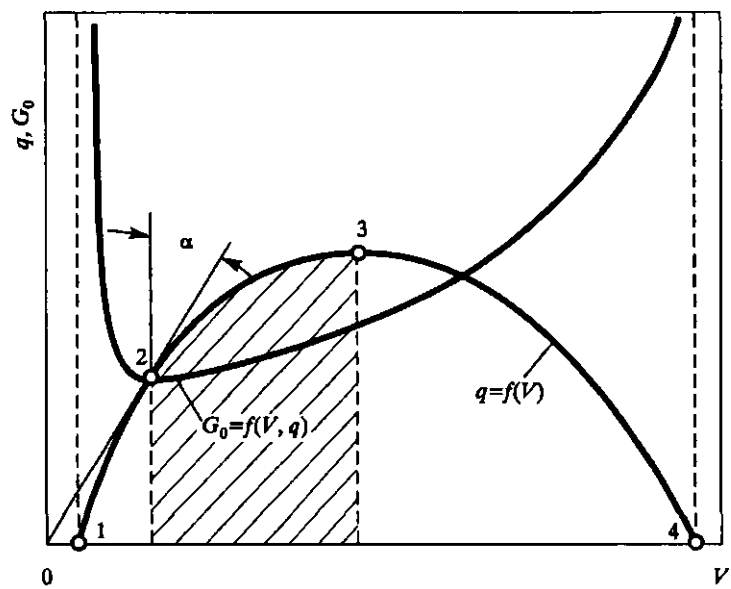


Рис. 6.27. Характеристика подъемника при (d, ξ) = const

$$W_1 = W / q = (1 + G_0) dP \left[\frac{\text{Н}}{\text{м}^2}\right]. \quad (6.269)$$

Подставляя вместо dP выражение (6.266), для отрезка лифта $dh = 1$ м получим:

$$W_1 = (1 + G_0) \xi \rho_{\text{ж}} g, \quad (6.270)$$

т.е. удельная затраченная мощность для различных точек характеристики $q = f(V)$ зависит только от удельного расхода газа G_0 [нм^3/м^3].

Минимальное значение W_1 окажется в точке, для которой G_0 также является минимальным, т.е.

$$\frac{V}{q} = G_{0\,\text{мин}}.$$

Касательная из начала координат к характеристике подъемника дает точку 2, при этом:

$$G_0 = \frac{V}{q} = tg\alpha = \text{мин},$$

т.е. в данной точке энергетические затраты на подъем единицы жидкости минимальны (КПД максимален), а режим работы подъемника в этой точке оптимальный.

Точка 3 — максимальная точка — указывает ту максимальную производительность $q_{\text{макс}}$, которую возможно получить на данном подъемнике.

Точка 4 называется конечной точкой; область между точками 2 и 3 — рациональной областью работы подъемника.

Вид характеристики подъемника, представленный на рис. 6.27, обусловлен физическим процессом движения газожидкостной смеси, описываемым уравнением (6.198).

Рассматривая работу газожидкостного подъемника, необходимо отметить два принципиально различных режима его работы:

1. работа на режиме нулевой подачи ($q = 0$);
2. работа на режиме $q > 0$.

Работа на режиме нулевой подачи возможна в двух случаях.

Во-первых, когда $V \le V_{\text{п}}$ (работа подъемника в интервале 0—1). Потери давления в данном случае обусловлены потерями на преодоление гидростатического веса смеси (жидкости), потерями на скольжение газа и пренебрежимо малыми потерями на трение, воз-

никающими при подъеме смеси до устья по мере насыщения ее свободным газом. Физически явление представляет собой барботаж газа через столб жидкости.

Во-вторых, когда $V \geq V_{п}$ (работа подъемника за точкой 4). Физически этот случай работы подъемника отражает движение газа, причем вся энергия расходуется на преодоление сил трения (весом газа пренебрегают).

Работа на режиме $q > 0$ осуществляется между точками 1 и 4. Начиная от точки 1, рост объемного расхода газа V приводит к росту объемного расхода жидкости q, что связано со снижением плотности смеси $\rho_{см}$ и незначительным увеличением потерь на трение. При этом градиент суммарных энергетических затрат ξ снижается. В данном случае снижение плотности смеси $\rho_{см}$ при увеличении V оказывается преобладающим по сравнению с ростом потерь на трение. Это явление наблюдается до точки 3, в которой суммарный градиент потерь ξ невысок, а объемный расход жидкости максимален. Начиная от точки 3, увеличение объемного расхода газа V приводит к снижению объемного расхода жидкости q, что связано со значительным ростом потерь на скольжение и трение, причем незначительное снижение плотности смеси не компенсирует их роста. Суммарный градиент потерь возрастает, что ведет к снижению дебита жидкости.

Рассмотрим возможный характер изменения давления по длине подъемника для различных режимов его работы.

При рассмотрении постоянными остаются следующие параметры: длина подъемника H, давления P_1 и P_2.

1. Для начального режима работы подъемника ($q_{нач} = 0$, $V_{п} > 0$) объемный расход газа изменяется от 0 до $V_{п}$. При этом изменение градиентов давления по длине подъемника соответствует зависимости $\xi = f(V)$ для $q_{нач} = 0$, т.е. увеличение V соответствует снижению ξ (рис. 6.24 для $q_{нач} = 0$). Причем такой характер изменения $\xi = f(V)$ будет справедливым до вполне определенного значения V_1. При $V > V_1$ градиенты давления ξ начнут увеличиваться, т.е. на кривой распределения давления $P = f(H)$ при значении V_1 будем иметь точку перегиба.

2. При работе подъемника на режиме $q_{опт}$ объемные расходы газа будут большими, чем при $q = 0$. Вследствие этого градиенты давления в нижней части подъемника станут соответственно меньшими. По мере снижения давления в подъемнике объемный расход газа увеличится, что вызывает увеличение градиентов давления. На кривой распределения давления появится точка перегиба.

3. При работе подъемника на режиме $q_{макс}$ объемный расход газа возрастает. Поэтому в нижней части подъемника градиенты давления будут еще меньшими, чем при $q_{опт}$, а точка перегиба появится раньше.

4. Для режима $q_{кон}$ за счет полного вытеснения жидкости в верхней части подъемника по нему движется газ с большой скоростью и распределение давления происходит по закону движения газа.

Характер изменения давления для рассмотренных режимов работы подъемника представлен на рис. 6.28.

Из рассмотрения возможного характера распределения давления по длине подъемника, особенно для режимов работы в оптимальной области (между $q_{опт}$ и $q_{макс}$), можно принять линейное распределение давления, на основании чего из уравнения (6.265) для элементарного подъемника можно получить уравнение движения смеси в длинном подъемнике.

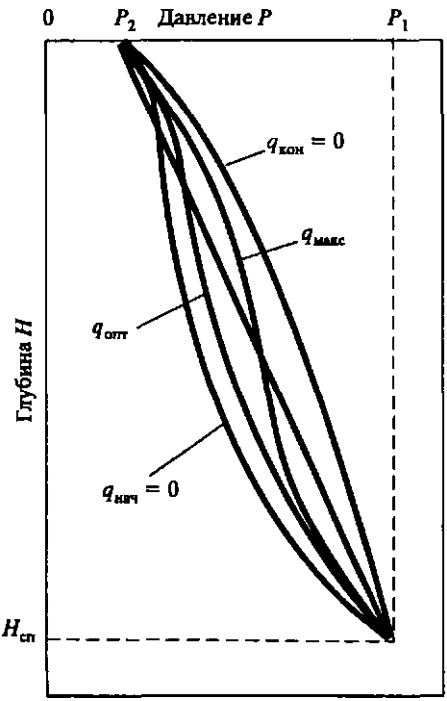


Рис. 6.28. Характер изменения давления в подъемнике при различных режимах его работы

Итак, для получения средних условий движения смеси в длинных подъемниках принимаем линейный закон распределения давления в виде:

$$P = P_2 + \frac{h}{H}(P_1 - P_2). \qquad (6.271)$$

6.16. УРАВНЕНИЕ ДВИЖЕНИЯ СМЕСИ В ДЛИННЫХ ПОДЪЕМНИКАХ (УРАВНЕНИЕ А.П. КРЫЛОВА)

Для принятого закона распределения давления в подъемнике по уравнению (6.271) переход от элементарного подъемника к длинному может быть выполнен путем замены ξ и V через средние значения $\xi_{ср}$ и $V_{ср}$.

Если принять изотермический закон расширения газа в длинном подъемнике, то можно записать:

$$V = \frac{V_0 P_0}{P}.$$

С учетом уравнения (6.271) получим:

$$V = \frac{V_0 P_0}{P_2 + \frac{h}{H}(P_1 - P_2)}. \qquad (6.272)$$

Средний объемный расход газа $V_{ср}$ найдем следующим образом:

$$V_{ср} = \int_0^1 \frac{V_0 P_0}{P_2 + \frac{h}{H}(P_1 - P_2)} d\frac{h}{H} =$$

$$= V_0 P_0 \left\{ \frac{1}{(P_1 - P_2)} \ln\left[P_2 + \frac{h}{H}(P_1 - P_2) \right] \right\}_{\frac{h}{H}=0}^{\frac{h}{H}=1} = \frac{V_0 P_0}{(P_1 - P_2)} \ln \frac{P_1}{P_2}. \qquad (6.273)$$

Среднее значение градиента суммарных потерь в длинном подъемнике будет:

$$\xi_{ср} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_* g H}. \qquad (6.274)$$

Подставляя значения (6.273) и (6.274) в уравнение (6.265), получим:

$$\xi_{тр} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_{ж} g H} = \frac{q + 0{,}785 d^2}{q + \dfrac{V_0 P_0 \ln P_1 / P_2}{(P_1 - P_2)} + 0{,}785 d^2} + aq \frac{V_0 P_0 \ln \dfrac{P_1}{P_2}}{(P_1 - P_2)} +$$

$$+ b \left(\frac{V_0 P_0 \ln \dfrac{P_1}{P_2}}{(P_1 - P_2)} \right)^2 + cq^{1{,}75} . \qquad (6.275)$$

Уравнение (6.275) является уравнением движения смеси в длинных подъемниках при четочной структуре. Упростим уравнение (6.275). Сравнивая в знаменателе первого слагаемого правой части величину $\frac{V_0 P_0 \ln P_1 / P_2}{P_1 - P_2}$ с величиной q, академик А.П. Крылов предлагает последней пренебрегать, так как она составляет в среднем 6%.

Сумма третьего и четвертого слагаемого правой части уравнения (6.275) в обычных условиях работы подъемника представляет незначительную долю правой части и, как правило, не превышает 5–8%.

Пренебрегая значением q в знаменателе первого слагаемого правой части уравнения (6.275), мы увеличиваем ее; пренебрегая третьим и четвертым слагаемыми той же части уравнения, мы ее уменьшаем. Таким образом, вторым допущением как-то компенсируется первое, и в результате получаем достаточной точности общее уравнение движения в виде:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho_{ж} g H} = \frac{q + 0{,}785 d^2}{\dfrac{V_0 P_0 \ln P_1 / P_2}{(P_1 - P_2)} + 0{,}785 d^2} + aq \frac{V_0 P_0 \ln \dfrac{P_1}{P_2}}{(P_1 - P_2)} ,$$

откуда

$$q = \frac{\dfrac{V_0 P_0 \ln \dfrac{P_1}{P_2}}{\rho_{ж} g H} - 0{,}785 d^2 \left[1 - \dfrac{(P_1 - P_2)}{\rho_{ж} g H} \right]}{1 + a \left(\dfrac{V_0 P_0 \ln P_1 / P_2}{(P_1 - P_2)} \right)^2 + 0{,}785 d^2 a \dfrac{V_0 P_0 \ln P_1 / P_2}{(P_1 - P_2)}} . \qquad (6.276)$$

Уравнение (6.276) является приближенной зависимостью $q=f(V)$ для длинных подъемников и позволяет определить значения дебитов подъемника при всех условиях его работы, т.е. при различных расходах газа, давлениях у башмака и у устья и, наконец, при различных диаметрах и длинах подъемника.

Анализ уравнения (6.276) показывает, что один и тот же дебит жидкости можно получить при изменяющихся в очень широких пределах комбинациях значений V_0, P_1, P_2, $\rho_ж$, d и H. При этом максимальная эффективность может быть получена только при определенных комбинациях перечисленных параметров.

Рассмотрим наиболее эффективные условия работы подъемника для характерных точек ($q_{нач}=0$, $q_{опт}$ и $q_{макс}$).

6.20. РАБОТА ПОДЪЕМНИКА НА РАЗЛИЧНЫХ РЕЖИМАХ

Как было показано выше, работа подъемника характеризуется рациональной областью. Поэтому в промысловых условиях для каждой конкретной скважины необходимо уметь рассчитывать работу подъемника именно для этой области.

Работая на режиме $q_{макс}$ для заданного диаметра подъемника, мы получим максимальную производительность, а работая на режиме $q_{опт}$ — наибольший КПД работы газа (хотя и меньшую производительность).

Использование теории движения смеси для решения специальных задач (расчет пусковых давлений при газлифтной эксплуатации, расчет периодического газлифта) требует рассмотрения условий работы подъемника в начальной точке, когда $q_{нач}=0$.

6.20.1. РЕЖИМ $q_{нач}=0$

Рассмотрим условия работы подъемника для точки $q_{нач}=0$. Для этого случая уравнение (6.275) с учетом (6.273) запишем в следующем виде:

$$\xi_{ср}=\frac{0,785d^2}{V_{ср}+0,785d^2}+bV_{ср}^2. \qquad (6.277)$$

Как видно из уравнения (6.277), при увеличении среднего объемного расхода газа первое слагаемое его уменьшается, а второе слагаемое увеличивается. Следовательно, для какого-то значения $V_{ср}$ значение $\xi_{ср}$ имеет экстремум. Получим это значение $V_{ср}$.

Для этого найдем первую производную $\xi_{ср}$ по $V_{ср}$ и приравняем ее к нулю:

$$\xi'_{ср} = -\frac{0,785d^2}{\left(V_{ср} + 0,785d^2\right)^2} + 2bV_{ср} = 0,$$

откуда

$$V_{ср} = \frac{0,785d^2}{2b\left(V_{ср} + 0,785d^2\right)^2}. \qquad (6.278)$$

Находя $V_{ср}$ из уравнения (6.278) (корни этого уравнения) и подставляя найденные значения $V_{ср}$ в уравнение (6.277), получим минимальное значение $\xi_{ср.мин}$. На рис. 6.29 представлены корни уравнения (6.278) для различных диаметров подъемников (кривая $V_{ср}$), а также вычисленные для этих условий минимальные значения $\xi_{ср.мин}$ (кривая $\xi_{ср.мин}$). Из рис. 6.29 видно, что значение $\xi_{ср.мин}$ зависит от диаметра подъемника. Эта зависимость может быть представлена в следующем виде:

$$\xi_{ср.мин} = \frac{P_1 - P_2}{\rho_ж g H} = \frac{0,021}{\sqrt[3]{d}}. \qquad (6.279)$$

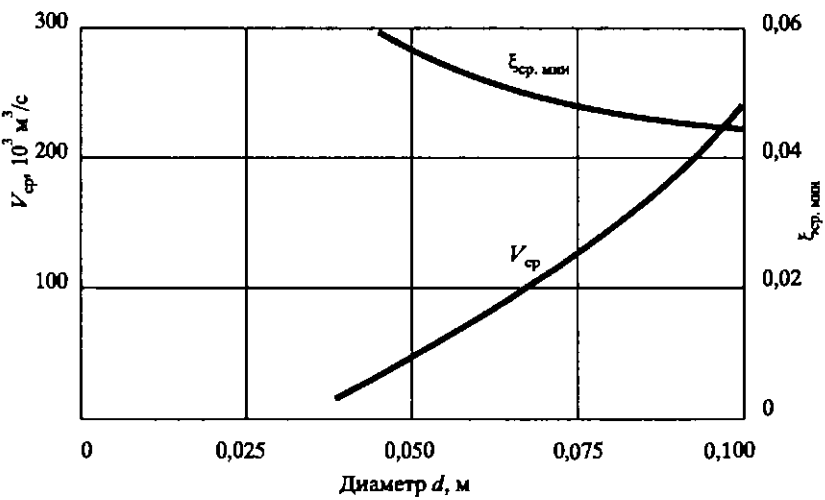


Рис. 6.29. Зависимости $V_{ср}$ и $\xi_{ср.мин}$ от диаметра подъемника

Из уравнения (6.279) следует, что при условии

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho_ж g H} < \frac{0{,}021}{\sqrt[3]{d}}$$

подъем жидкости не может иметь места ни при каком объемном расходе газа.

Подставляя значения $V_{ср}$ и $\xi_{ср}$ из уравнений (6.273) и (6.274) в уравнение (6.277), найдем зависимость между расходом газа, давлениями у башмака и у устья, а также плотностью жидкости, диаметром и длиной подъемника для режима его работы в точке $q_{нач} = 0$ для длинного подъемника:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho_ж g H} = \frac{0{,}785 d^2}{\dfrac{V_0 P_0 \ln P_1 / P_2}{(P_1 - P_2)} + 0{,}785 d^2} + в \left[\frac{V_0 P_0 \ln P_1 / P_2}{(P_1 - P_2)}\right]^2. \qquad (6.280)$$

На рис. 6.30 представлено графическое решение уравнения (6.280) для d=const, P_2/P_0=const, $\rho_ж$=const.

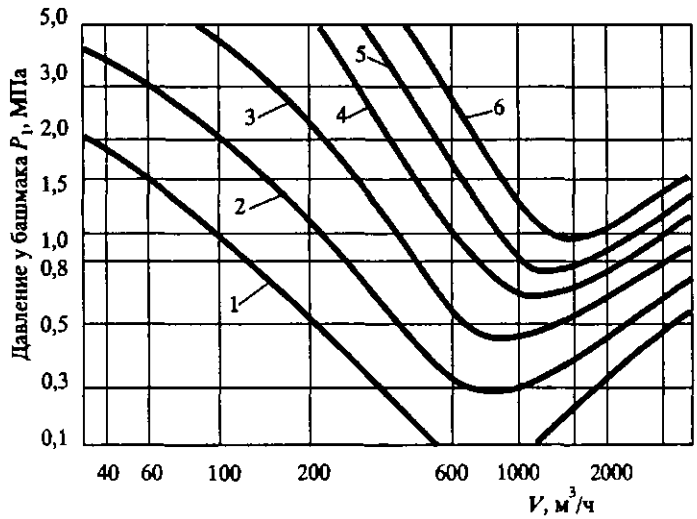


Рис. 6.30. Графическое решение уравнения (6.280) для d = 0,0625 м; (P_2/P_0) = const; $\rho_ж$ = const; Н: 1 — 300 м, 2 — 500 м; 3 — 800 м; 4 — 1200 м; 5 — 1600 м; 6 — 2000 м

6.20.2. РЕЖИМ $q_{макс}$

Рассмотрим работу подъемника в точке $q_{макс}$. Воспользуемся зависимостями $q = f(V, \xi)$ для элементарного подъемника, представленными на рис. 6.25 (d = const) для различных диаметров его. Если нанести на логарифмическую бумагу значения $q_{макс}$ и соответствующие им значения $V_{макс}$ и ξ для различных диаметров подъемников, то получим зависимости, представленные на рис. 6.31.

Общими уравнениями этих линий являются:

$$q_{макс} = 55d^3\xi^{1,5}, \tag{6.281}$$

$$V_{макс} = \frac{15,5d^{2,5}}{\xi^{0,5}}. \tag{6.282}$$

Уравнения (6.281) и (6.282) приближенные. Более точное уравнение для $q_{макс}$ может быть получено с учетом (6.279).

Аналогично вышеописанному для элементарного подъемника можно получить

$$q'_{макс} = md^3\left(\xi - \frac{0,021}{\sqrt[3]{d}}\right)^n, \tag{6.283}$$

где m и n — числовые коэффициенты.

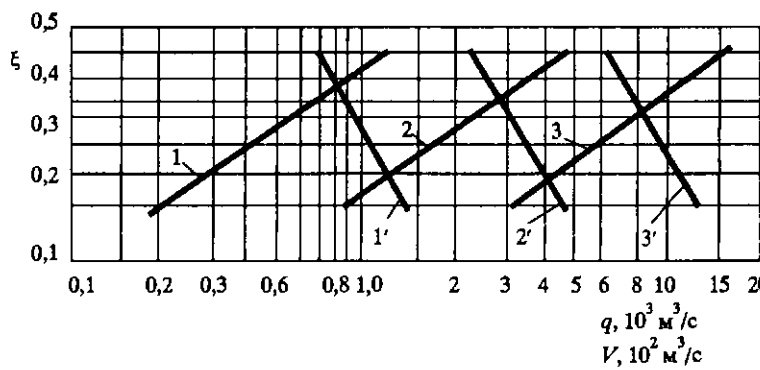


Рис. 6.31. Зависимости градиента давления от объемного расхода жидкости, газа и диаметра подъемника d:

1, 2, 3 — объемный расход жидкости соответственно для диаметров 0,0381; 0,0635 и 0,1016 м; 1′, 2′, 3′ — объемный расход газа соответственно для диаметров 0,0381; 0,0635 и 0,1016 м

Уравнение (6.281), как показывает анализ, может быть использовано с достаточной точностью получаемых результатов только до значения $\xi \geq 0{,}1$. При $\xi < 0{,}1$ уравнение (6.281) дает завышенные результаты и согласно (6.279) условие $q_{\text{нат}} = 0$ будет не при $\xi = 0$, а при значении

$$\xi_{\text{мин}} = \frac{0{,}021}{\sqrt[3]{d}}.$$

Удельный расход газа для данного режима работы подъемника $G_{\text{макс}}$ будет:

$$G_{\text{макс}} = \frac{V_{\text{макс}}}{q_{\text{макс}}} = \frac{0{,}282}{\xi \; d^{0{,}5}}. \qquad (6.284)$$

Для перехода к длинным подъемникам заменим ξ и V их средними значениями в соответствии с (6.273) и (6.274) и получим:

$$q_{\text{макс}} = \frac{1{,}8d^3 (P_1 - P_2)^{1{,}5}}{\rho_{\text{ж}}^{1{,}5} H^{1{,}5}}, \qquad (6.285)$$

$$V_{0\,\text{макс}} = \frac{21{,}2d^{2{,}5} (P_1 - P_2)^{0{,}5} \rho_{\text{ж}}^{0{,}5} H^{0{,}5}}{P_0 \lg \frac{P_1}{P_2}}. \qquad (6.286)$$

Удельный расход газа будет ($P_0 = 9{,}81 \cdot 10^4$ Н/м^2):

$$G_{0\,\text{макс}} = \frac{1{,}2 \cdot 10^{-4} \rho_{\text{ж}}^2 H^2}{d^{0{,}5} (P_1 - P_2) \lg \frac{P_1}{P_2}}. \qquad (6.287)$$

Таким образом, зависимости (6.285), (6.286) и (6.287) могут быть использованы для расчета работы длинного подъемника на режиме максимальной подачи.

6.20.3. РЕЖИМ $q_{\text{опт}}$

Рассмотрим работу подъемника в точке $q_{\text{опт}}$. Рассматривая зависимость $q = t(V, \xi)$ элементарного подъемника для различных диаметров (рис. 6.25) и сопоставляя режим максимальной подачи с режимом оптимальной подачи, легко показать, что:

$$q_{\text{опт}} = q_{\text{макс}} (1 - \xi),$$

$$V_{\text{опт}} = V_{\text{макс}} (1 - \xi)^2,$$

или с учетом уравнений (6.281) и (6.282):

$$q_{\text{опт}} = 55d^3\xi^{1,5}(1-\xi), \tag{6.288}$$

$$V_{\text{опт}} = \frac{15,5d^{2,5}(1-\xi)^2}{\xi^{0,5}}. \tag{6.289}$$

Удельный расход газа $G_{\text{опт}}$ составит:

$$G_{\text{опт}} = \frac{V_{\text{опт}}}{q_{\text{опт}}} = \frac{0,282(1-\xi)}{d^{0,5}\cdot\xi^2}. \tag{6.290}$$

Переходя к длинным подъемникам заменой ξ и V их средними значениями из уравнений (6.273) и (6.274), получим:

$$q_{\text{опт}} = q_{\text{макс}}\frac{\left[\rho_{\text{ж}}gH-(P_1-P_2)\right]}{\rho_{\text{ж}}gH}, \tag{6.291}$$

$$V_{0\,\text{опт}} = V_{0\,\text{макс}}\left[1-\frac{P_1-P_2}{\rho_{\text{ж}}gH}\right]^2, \tag{6.292}$$

$$G_{0\text{опт}} = G_{0\,\text{макс}}\frac{\left[\rho_{\text{ж}}gH-(P_1-P_2)\right]}{\rho_{\text{ж}}gH}. \tag{6.293}$$

Зависимости (6.291) — (6.293) могут быть использованы для расчета работы длинного подъемника на режиме оптимальной подачи.

Если давление на устье скважины P_2 равно атмосферному ($P_2 = 9,81\cdot10^4$ Н/м^2), то градиент давления $\xi = \frac{P_1-P_2}{\rho_{\text{ж}}gH}$ можно заменить относительным погружением $\xi_0 = \frac{P_1}{\rho_{\text{ж}}gH}$. В этом случае вышеприведенные расчетные зависимости для максимального и оптимального режимов работы подъемника можно переписать так:

$$q_{\text{опт}} = 55d^3\xi_0^{1,5}, \tag{6.294}$$

$$V_{0\,\text{макс}} = \frac{66,3d^{2,5}\xi_0^{0,5}\rho_{\text{ж}}H}{P_0\lg\frac{P_1}{P_0}}, \tag{6.295}$$

$$G_{0\,\text{макс}} = \frac{11{,}77 \cdot 10^{-4} \rho_ж H}{d^{0{,}5} \xi_0 \lg P_1 / P_0}, \tag{6.296}$$

$$q_{\text{опт}} = 55 d^3 \xi_0^{1{,}5} (1 - \xi_0), \tag{6.297}$$

$$V_{0\,\text{опт}} = \frac{66{,}3 d^{2{,}5} \xi_0 \rho_ж H (1 - \xi_0)^2}{P_0 \lg P_1 / P_0}, \tag{6.298}$$

$$G_{0\,\text{опт}} = \frac{11{,}77 \cdot 10^{-4} \rho_ж H (1 - \xi_0)}{d^{0{,}5} \xi_0 \lg P_1 / P_0}. \tag{6.299}$$

Прежде чем перейти к анализу основных зависимостей, характеризующих работу подъемника, необходимо сделать следующие замечания.

Во-первых, для длинного подъемника принят изотермический процесс расширения газа, хотя температура по длине подъемника меняется существенно. Более точные результаты можно получить, если принять закон реального газа (см., например, зависимость (6.165).

Во-вторых, принятый линейный закон распределения давления вдоль подъемника не всегда соответствует действительности. Так как уравнение (6.267) является дифференциальным уравнением движения смеси в элементарном подъемнике, то возможно его проинтегрировать для элементарного подъемника, а реальный подъемник представить как сумму элементарных. В этом случае нет никакой необходимости задаваться законом изменения давления вдоль подъемника.

В-третьих, зависимости справедливы для четочной структуры движения смеси, а потери на трение определены при движении газожидкостных смесей с максимальной вязкостью жидкости 5 мПа·с.

В-четвертых, пренебрежение величиной q в знаменателе первого слагаемого уравнения (6.275) может дать ошибку существенно большую, чем 6%. Наконец, в-пятых, из уравнений (6.294) и (6.297) следует, что нулевая производительность ($q_{\text{макс}} = 0$ и $q_{\text{опт}} = 0$) должна быть получена при $\xi_0 = 0$. В соответствии с (6.279) можно записать

$$\xi_{0\,\text{мин}} \le \frac{0{,}021}{\sqrt[3]{d}},$$

т.е. для данного диаметра подъемника нулевая производительность будет получена не при $\xi_0 = 0$, а при конечном значении $\xi_{0\,\text{мин}}$.

Несмотря на то, что расчетные значения по вышеприведенным зависимостям могут иногда давать большие расхождения с фактическими данными, указанные зависимости позволяют выявить влияние различных факторов на работу подъемника.

6.21. АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ЗАВИСИМОСТЕЙ А.П. КРЫЛОВА

К основным показателям работы подъемника относят: его производительность, удельный расход газа и удельный расход энергии.

6.21.1. ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ПОДЪЕМНИКА

Как видно из уравнения (6.294), максимальная производительность подъемника $q_{\text{макс}}$ определяется его диаметром в третьей степени и относительным погружением в полуторной степени. При этом увеличение относительного погружения ξ_0 приводит и к увеличению максимальной производительности.

Оптимальная производительность подъемника $q_{\text{опт}}$, как это следует из уравнения (6.297), с увеличением относительного погружения сначала увеличивается, а по достижении своего максимального значения (при постоянном диаметре подъемника) начинает падать, снижаясь до нуля при $\xi_0 = 1$.

Найдем, при каком значении ξ_0 величина $q_{\text{опт}}$ будет иметь наибольшее значение.

Приравнивая первую производную от $q_{\text{опт}}$ по ξ_0 к нулю, получим для уравнения (6.297):

$$55d^3\left[1,5\xi_0^{0,5}(1-\xi_0)-\xi_0^{1,5}\right]=0,$$

откуда

$$\xi_0 = 0,6. \qquad (6.300)$$

Таким образом, для данного диаметра подъемника максимальное значение оптимальной подачи $q_{\text{опт}}$, будет при относительном погружении, равном 0,6.

На рис.6. 32 представлены зависимости $q_{\text{макс}}$ и $q_{\text{опт}}$ в функции относительного погружения для постоянного диаметра подъемника. Фактически нулевая производительность будет получена при значении $\xi_{0\,\text{мин}}$, и зависимости $q_{\text{макс}}$ и $q_{\text{опт}}$ пойдут не из точки $\xi_0 = 0$, а из точки $\xi_{0\,\text{мин}}$ (пунктирная линия), значение которой находят из выражения (6.279).

Выразим перепад давлений между башмаком и устьем следующим образом (при $P_2 = 0$):

$$P_1/\rho_ж g = h,$$

где h — погружение подъемника под уровень негазированной жидкости плотностью $\rho_ж$.

Расстояние от устья скважины до уровня негазированной жидкости обозначим через h_0, тогда

$$h_0 = H - \frac{P_1}{\rho_ж g}. \qquad (6.301)$$

Из выражения (6.301) можно получить (при $\xi_0 = \frac{P_1}{\rho_ж g H}$):

$$H = \frac{h_0}{(1-\xi_0)}, \qquad (6.302)$$

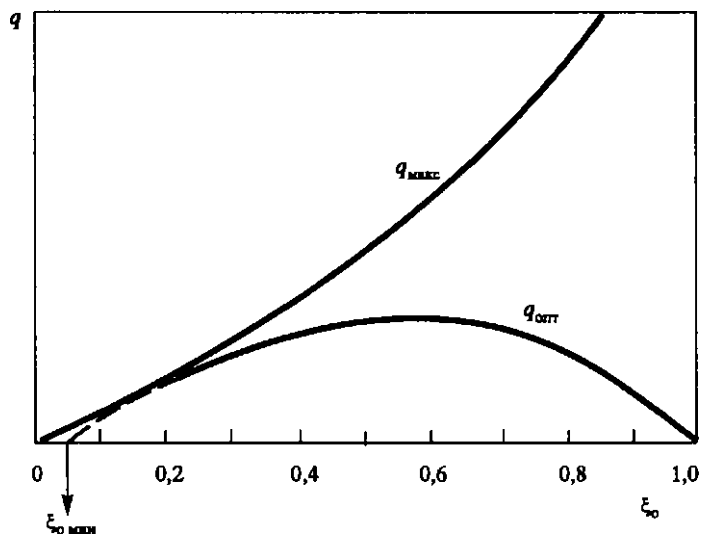


Рис. 6.32. Зависимости максимальной и оптимальной подачи подъемника от относительного погружения (d = const)

$$P_1 = \frac{\xi_0 h_0 \rho_ж g}{(1-\xi_0)}. \qquad (6.303)$$

Подставляя значения H из (6.302) и P_1 из (6.303) в уравнения (6.296) и (6.299), получим:

$$G_{0\,макс} = \frac{11,77 \cdot 10^{-4} \rho_ж h_0}{d^{0,5}(1-\xi_0)\xi_0 \lg \frac{\xi_0 h_0 \rho_ж g}{(1-\xi_0)P_0}}, \qquad (6.304)$$

$$G_{0\,опт} = \frac{11,77 \cdot 10^{-4} \rho_ж h_0}{d^{0,5}\xi_0 \lg \frac{\xi_0 h_0 \rho_ж g}{(1-\xi_0)P_0}}. \qquad (6.305)$$

Анализ уравнения (6.304) показывает, что увеличение ξ_0 до какого-то предела приводит к снижению $G_{0\,макс}$, а затем — к его увеличению. Удельный расход газа на оптимальном режиме $G_{0\,опт}$ по мере увеличения ξ_0 все время снижается.

На рис. 6.33 представлены графические зависимости $G_{0\,макс}$ и $G_{0\,опт}$ в функции относительного погружения (при постоянном значении h_0, d, $\rho_ж$). Видно, что минимальное значение $G_{0\,макс}$ имеет место при относительном погружении $\xi_0 = 0,6 — 0,65$. Следует подчеркнуть, что удельный расход газа стремится к бесконечности не при $\xi \to 0$, а при $\xi_{0\,мин}$.

6.21.3. УДЕЛЬНЫЙ РАСХОД ЭНЕРГИИ

Его можно записать в следующем виде:

$$W = 9,81 \cdot 10^4 G_0 \ln \frac{P_1}{P_2}.$$

Подставляя вместо G_0 выражение его из уравнений (6.296) и (6.299), получим (при $P_2 = P_0$):

$$W_{макс} = \frac{265 \rho_ж H}{d^{0,5}\xi_0}, \qquad (6.306)$$

$$W_{опт} = \frac{265 \rho_ж H (1-\xi_0)}{d^{0,5}\xi_0}. \qquad (6.307)$$

Как видно из уравнений (6.306) и (6.307), удельный расход энер-

гии определяется размерами подъемника (d и H), плотностью жидкости и относительным погружением.

Рассмотрим влияние относительного погружения на удельный расход энергии. Подставляя выражение H из (6.302) в уравнения (6.306) и (6.307), получим:

$$W_{\text{макс}} = \frac{265\rho_{ж} h_0}{d^{0,5}\xi_{\text{о}}(1-\xi_{\text{о}})}, \tag{6.308}$$

$$W_{\text{опт}} = \frac{265\rho_{ж} h_0}{d^{0,5}\xi_{\text{о}}}. \tag{6.309}$$

Из уравнений (6.308) и (6.309) видно, что удельный расход энергии при работе подъемника в оптимальном режиме ($q_{\text{опт}}$) уменьшается по мере роста $\xi_{\text{о}}$.

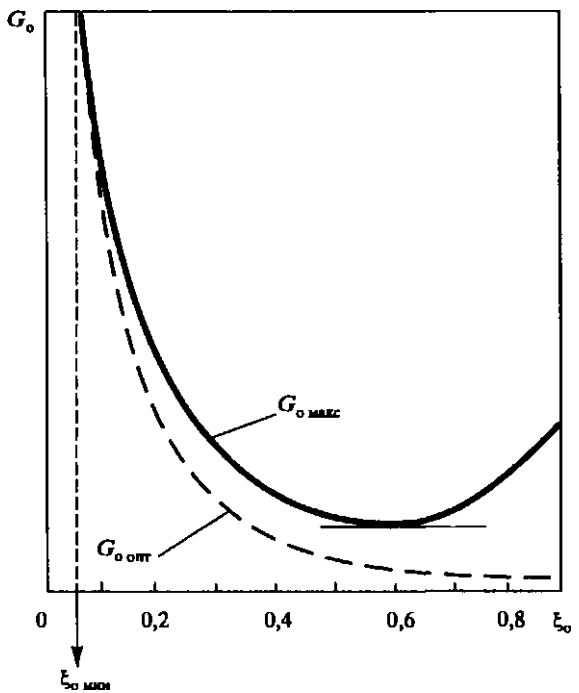


Рис. 6.33. Зависимости удельного расхода газа для режимов максимальной и оптимальной подач от относительного погружения ($\rho_{ж}$, h_0, d) = const

Для режима максимальной подачи найдем значение относительного погружения, при котором $W_{макс}$ будет минимальным. Найдя первую производную от выражения (6.308) по ξ_0 и приравняв ее нулю, получим:

$$\xi_0 = 0,5. \qquad (6.310)$$

Таким образом, при работе на режиме максимальной подачи минимальный удельный расход энергии может быть получен при относительном погружении $\xi_0 = 0,5$.

На рис. 6.34 представлены графические зависимости $W_{макс}$ и $W_{опт}$ в функции относительного погружения ξ_0 при прочих неизменных параметрах ($\rho_ж$, h_0, d).

6.22. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ДВИЖЕНИЯ ГЖС В РЕАЛЬНЫХ ПОДЪЕМНИКАХ. ПРИНЦИП ЭТАЛОННОСТИ

При установлении технологических режимов работы добывающих скважин и погружиого оборудования всегда пользуются рядом параметров, определение которых в каждом конкретном

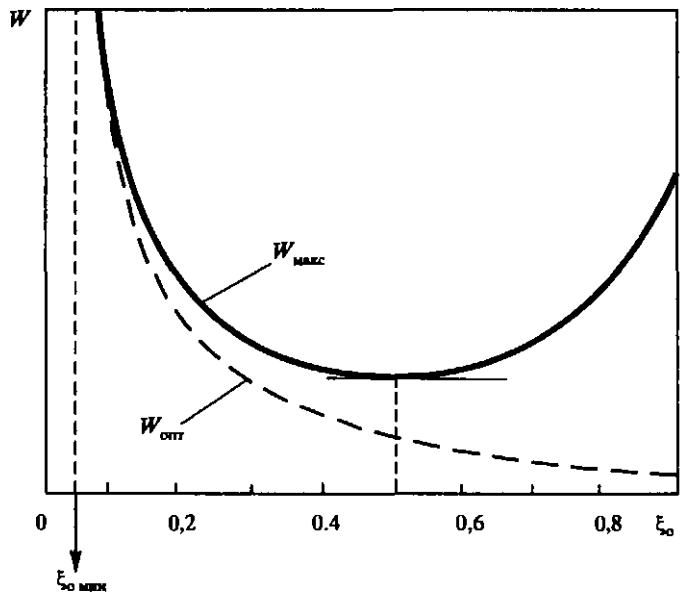


Рис. 6.34. Зависимости удельного расхода энергии для режимов максимальной и оптимальной подач от относительного погружения ($\rho_ж$, h_0, d) = const

случае затруднительно. Так, при выборе подъемника необходимо уметь рассчитывать потери давления на преодоление различных сопротивлений. В настоящее время эти сопротивления могут быть рассчитаны по эмпирическим зависимостям, полученным для определенных физико-химических свойств смесей, режимов движения, расходов жидкости и газа. Многообразие возможных сочетаний перечисленных параметров существенно усложняет, а зачастую и делает невозможным использование имеющихся эмпирических зависимостей. Многочисленные экспериментальные замеры давления в подъемниках реальных скважин показывают, что на распределение давления влияют, кроме вышеперечисленных, и некоторые другие параметры: обводненность продукции скважин; степень дисперсности фаз, которая, в свою очередь, зависит и от способа эксплуатации скважины; коэффициент сепарации свободного газа у приема погружного оборудования; изменение свойств флюидов в зависимости от давления и температуры; фазовые превращения и др.

Экспериментальными промысловыми исследованиями было установлено, что в подъемниках фонтанных безводных и обводненных скважин, а также скважин, эксплуатируемых установками погружных центробежных электронасосов, в определенном интервале дебитов скважин при газонасыщенности от 40 до 150 м^3/м^3 существующими измерительными приборами (манометрами) не фиксируются потери на местных сопротивлениях вследствие их малости. Кроме того отмечено, что в исследуемом интервале дебитов инерционные потери, потери давления на трение и скольжение фаз постоянны.

Расчет процесса движения ГЖС в реальном подъемнике сводится к расчету потерь на преодоление различных сопротивлений. Одни виды потерь рассчитываются по аналитическим зависимостям, другие — по эмпирическим с учетом изменения свойств продукции в функции давления и температуры.

В общем случае баланс давлений для реальной скважины можно записать в следующем виде (для подъемника длиной ΔH):

$$\Delta P = \Delta P_{гс} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ин} + \Delta P_{мс}, \qquad (6.311)$$

где ΔP — общий перепад давлений на длине ΔH, Н/м^2;

$\Delta P_{гс}$ — потери давления на преодоление веса гидростатического столба ГЖС высотой ΔH с учетом скольжения газовой фазы, Н/м^2;

$\Delta P_{тр}$, $\Delta P_{ин}$, $\Delta P_{мс}$ — соответственно потери на преодоление трения, инерционные потери и потери на местных сопротивлениях, Н/м^2.

Потери на преодоление веса гидростатического столба смеси с учетом скольжения газовой фазы можно представить следующим образом:

$$\Delta P_{гс} = \Delta P_{гс}^{ид} + \Delta P_{ск}, \qquad (6.312)$$

где $\Delta P_{гс}^{ид}$ — потери на преодоление веса гидростатического столба «идеальной» смеси, т.е. такой смеси, относительная скорость газовой фазы у которой равна нулю ($\upsilon_0 = 0$);

$\Delta P_{ск}$ — потери за счет скольжения газовой фазы при $\upsilon_0 > 0$.

Так как слагаемое $\Delta P_{мс}$ в (6.311) мало (находится в пределах ошибок измерения параметров, определяющих процесс движения ГЖС), то им можно пренебречь. В этом случае выражение (6.311) с учетом (6.312) перепишем так:

$$\Delta P = \Delta P_{гс}^{ид} + \Delta P_{ск} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ин}. \qquad (6.313)$$

Рассмотрим влияние дебита скважины (скорости движения жидкости) на слагаемые выражения (6.313):

① $\Delta P_{ин}$ — увеличение дебита скважины при прочих неизменных условиях приводит к увеличению $\Delta P_{ин}$, т.к. это слагаемое является функцией скорости движения жидкости.

② $\Delta P_{тр}$ — с увеличением дебита скважины (скорости жидкости) эти потери также увеличиваются.

③ $\Delta P_{ск}$ — потери на скольжение газовой фазы также при прочих неизменных условиях зависят от скорости движения жидкости. Вернемся к рис. 6.4. Из рассмотрения данного рисунка следует, что при $Re_ж \le 10^3$ увеличение скорости движения жидкости не влияет на «скольжение» $\left(\upsilon_0 / \upsilon_0^c \approx 1\right)$. При $Re_ж > 10^3$ рост скорости движения жидкости (рост $Re_ж$) приводит к снижению скорости стесненного движения газовых пузырьков, т.е. потери на скольжение в определенных границах $Re_ж$ (т.е. дебита) при увеличении скорости жидкости снижаются.

④ Анализ $\Delta P_{гс}^{ид}$ для неизотермического процесса (с учетом выражений (6.150) и (6.161)). Плотность «идеальной» смеси $\rho_{см}^{ид}$:

$$\rho_{см}^{ид} = \frac{M_{см}}{V_{см}} = \frac{q\rho_ж + V_0\rho_{го}}{q + \dfrac{V_0 P_0 z T_y}{T_0 P} + \dfrac{V_0 P_0 z \kappa}{T_0}}, \qquad (6.314)$$

где $M_{см}$ — массовый расход смеси, кг/с;

$V_{см}$ — объемный расход смеси, м³/с;

q, V_0 — соответственно объемные расходы жидкости и газа, м³/с (объемный расход газа V_0 приведен к нормальным условиям);

$\rho_{го}$ — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

Деля числитель и знаменатель (6.314) на q и учитывая, что

$$\frac{V_0}{q} = G_0, \tag{6.315}$$

перепишем (6.314) так:

$$\rho_{см}^{ид} = \frac{\rho_ж + G_0\rho_{го}}{1 + \dfrac{G_0 P_0 z T_y}{T_0 P} + \dfrac{G_0 P_0 z \kappa}{T_0}}. \tag{6.316}$$

Таким образом, потери на преодоление веса гидростатического столба «идеальной» смеси запишем в виде:

$$\Delta P_{гс}^{ид} = \left(\frac{\rho_ж + G_0\rho_{го}}{1 + \dfrac{G_0 P_0 z T_y}{T_0 P} + \dfrac{G_0 P_0 z \kappa}{T_0}} \right) g\Delta H. \tag{6.317}$$

Анализ (6.317) показывает, что $\Delta P_{гс}^{ид}$ не зависит от скорости движения жидкости (дебита скважины).

Запишем выражение (6.313) с учетом (6.317) так:

$$\Delta P = \left(\frac{\rho_ж + G_0\rho_{го}}{1 + \dfrac{G_0 P_0 z T_y}{T_0 P} + \dfrac{G_0 P_0 z \kappa}{T_0}} \right) g\Delta H + \Delta P_{ск} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ин}. \tag{6.318}$$

Анализируя (6.318) с учетом вышеизложенного, можно утверждать: увеличение дебита скважины (скорости жидкости) в определенных пределах приводит в зависимости от соотношения потерь ($\Delta P_{ск}$, $\Delta P_{тр}$, $\Delta P_{ин}$) к следующему:

— общий перепад давлений в подъемнике ΔP возрастает (сумма ($\Delta P_{тр} + \Delta P_{ин}$) растет в большей степени, чем снижается $\Delta P_{ск}$);

— общий перепад давлений в подъемнике ΔP снижается ($\Delta P_{ск}$ снижается в большей степени, чем растет ($\Delta P_{тр} + \Delta P_{ин}$));

— общий перепад давлений в подъемнике ΔP не изменяется (остается постоянным!), при этом численно $\Delta P_{ск}$ снижается ровно настолько, насколько растет сумма ($\Delta P_{тр} + \Delta P_{ин}$).

Промысловые исследования работы реальных подъемников позволили установить, что в определенных пределах изменения дебитов (скоростей) скважин, градиент давления $\Delta P/\Delta H$ на определенных глубинах остается постоянным, но смещенным по длине подъемника на определенную постоянную величину (H_1, H_2...). Таким образом, принцип эталонности можно сформулировать следующим образом: **если на определенных, но различных интервалах длины подъемника градиент давления при изменении дебита скважины в определенных пределах остается постоянным, то можно утверждать, что общий перепад давлений в подъемнике определяется весом гидростатического столба «идеальной» смеси, а суммарно динамические потери энергии постоянны ($\Delta P_{ск} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{ин}$) = = const (сумма изменения этих составляющих равна нулю или лежит в пределах погрешности измерений).**

Указанный принцип позволяет построить эталонную кривую распределения давления (КРД) в определенном интервале дебитов (скоростей).

Рассмотрим распределение давления в реальном подъемнике, представленное на рис. 6.35 (кривая 0). Давление на устье скважины $P_у = P_0$, а дебит скважины Q. Представим реальный подъемник длиной H как сумму элементарных подъемников, длина каждого из которых $h = h_1 = h_2 = h_3$... Предположим, что при изменении дебита скважины (а соответственно и устьевого давления $P_у$) градиент давления в соответствующих элементарных подъемниках не изменяется. В этом случае становится возможным построить распределение давления при любом устьевом давлении, большем $P_у = P_0$, используя КРД (кривая 0) на рис. 6.35. Чтобы построить $P = f(H)$ для устьевого давления $P_{у1}$, необходимо давление $P_0'' = P_{у1}$ переместить вверх на величину $2h$, а соответствующие давления P_0''', P_0'''' и P_0''''' и т.д. также переместить вверх на величину $2h$, получая точки: P_1'', P_1''', P_1'''' и т.д. По полученным точкам провести КРД (кривая 1). Поступая аналогично, можно построить $P = f(H)$ для любого устьевого давления, используя кривую 0 (естественно, в пределах определенного изменения дебитов).

Кривую распределения давления, которая может быть использована для построения $P = f(H)$ при большем устьевом давлении,

будем называть эталонной кривой распределения давления (в нашем случае кривая 0). Другими словами: эталонной кривой распределения давления в подъемнике называется такая кривая, для которой соответствующие градиенты давления при различных дебитах одинаковы (например, $\frac{P_0''' - P_0''''}{h} = \frac{P_1''' - P_1''''}{h} = \frac{P_2''' - P_2''''}{h}$), но которые существуют на различных по глубине интервалах длины подъемника (соответственно на интервалах: h_6 ; h_4 ; h_2 кривых 0,1,2).

На рис. 6.36 представлены экспериментальные данные по замерам распределения давления в безводных скважинах Туймазинского нефтяного месторождения при различных дебитах.

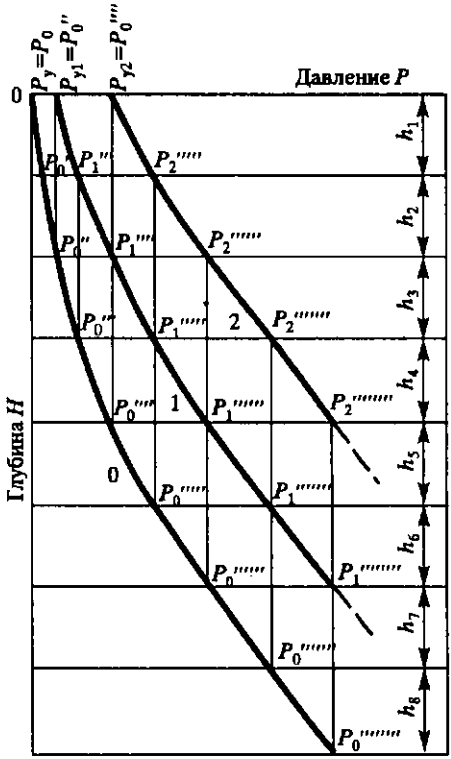


Рис. 6.35. Кривая распределения давления в подъемнике:

0 — при давлении на устье $P_y = P_0$ — эталонная кривая; 1 — при P_{y1}; 2 — при P_{y2}

Скв. № 834 эксплуатировалась фонтанным способом, а скв. №1 37 — установкой ЭЦН. Интервал изменения дебитов скважин от 35,3 м³/сут до 223 м³/сут.

Видно, что в обоих случаях кривые распределения давления при различных дебитах совпадают при эквидистантном переносе относительно оси глубины H, что подтверждает предположение о неизменности градиента давления на соответствующих интервалах глубины подъемника при изменении дебита скважины и о существовании эталонных кривых $P = f(H)$.

Естественно, эталонные кривые $P = f(H)$, как это следует из вышесказанного, могут существовать только в области определенных дебитов, которые будем называть в дальнейшем критическими.

Нижний (верхний) критический дебит $Q_{кр.н}$ ($Q_{кр.в}$) — тот минимальный (максимальный) дебит, ниже (выше) которого эталонные кривые распределения давления не существуют (нарушается принцип эталонности).

Для вычисления указанных дебитов могут быть использованы численные значения критических приведенных скоростей жидкости (нижней и верхней) и следующая зависимость:

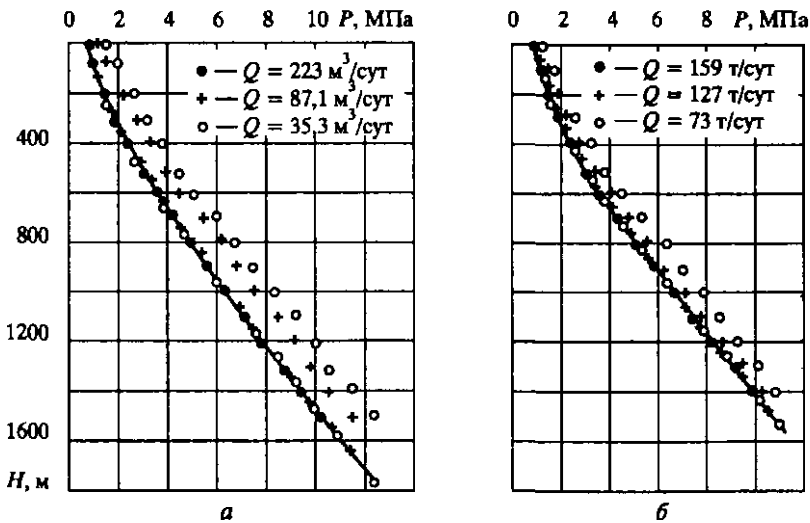


Рис. 6.36. Экспериментальные данные распределения давления в безводных скважинах: а — фонтанная скважина № 834; б — скважина с УЭЦН № 137

$$\bar{\upsilon}_{ж.кр.н}\left(\bar{\upsilon}_{ж.кр.в}\right)=\frac{Q_{кр.н}\left(Q_{кр.в}\right)}{f}, \tag{6.319}$$

где f — площадь поперечного сечения подъемника, м^2.

Многочисленные промысловые исследования, выполненные в безводных фонтанных и скважинах, оборудованных УЭЦН, на Туймазинском, Серафимовском, Шкаповском, Ромашкинском, Бавлинском и других месторождениях (пласты D_I и D_{II}), основные данные по скважинам которых представлены в табл. 6.2, позволили установить зависимости численных значений нижней и верхней критических приведенных скоростей жидкости в функции обводненности продукции. Указанные зависимости представлены на рис. 6.37.

Аналитическими выражениями нижней и верхней критических приведенных скоростей являются следующие зависимости:

$$\bar{\upsilon}_{кр.н}=0,22+0,28\cdot B, \tag{6.320}$$

$$\bar{\upsilon}_{кр.в}=1+1,8\cdot B, \tag{6.321}$$

где B — объемная обводненность продукции, д.ед.

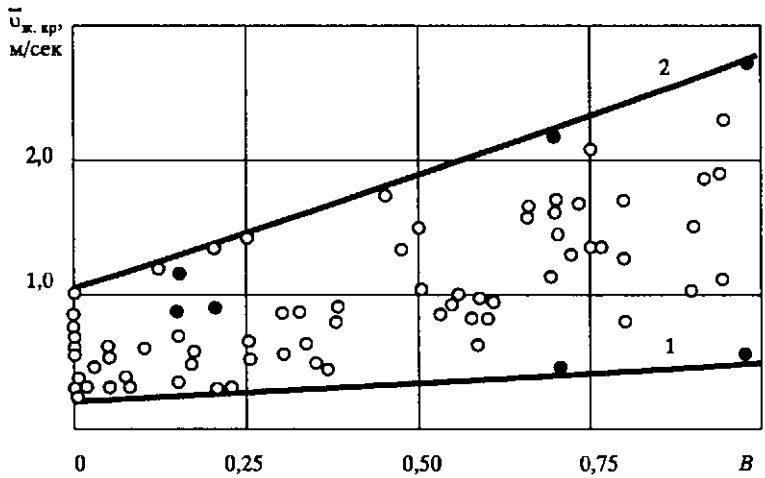


Рис. 6.37. Зависимости критической приведенной скорости жидкости от обводненности продукции:

1, 2 — соответственно нижней и верхней скорости; ○ — по данным автора; ● — по данным З.А. Ростэ и А.Н. Кезя

На рис. 6.38 представлены эталонные кривые распределения давления, построенные по результатам глубинных исследований в скважинах, основные характеристики которых даны в табл. 6.2. На рис. 6.38 не нанесены экспериментальные точки, но следует отметить, что максимальное отклонение экспериментальных точек (по давлению) от представленных на рис. 6.36 кривых составляет: для безводных скважин + 6%; для обводненных на 0,1— +5%; на 0,2–0,7 — +3,5%; на 0,8 — +3%; на 0,9 и более — +2%.

Представленные на рис. 6.38 экспериментальные эталонные кривые распределения давления $P=f(H)$ могут быть использованы в практических расчетах как на указанных месторождениях, так и на месторождениях со сходными свойствами флюидов. В табл. 6.3 приведены основные характеристики флюидов некоторых месторождений России, для которых возможно использование эталонных кривых распределения давления, представленных на рис. 6.38.

Некоторое расхождение экспериментальных данных, по которым построены $P = f(H)$ на рис. 6.38, особенно заметное для безводных и малообводненных скважин, по-видимому, является резуль-

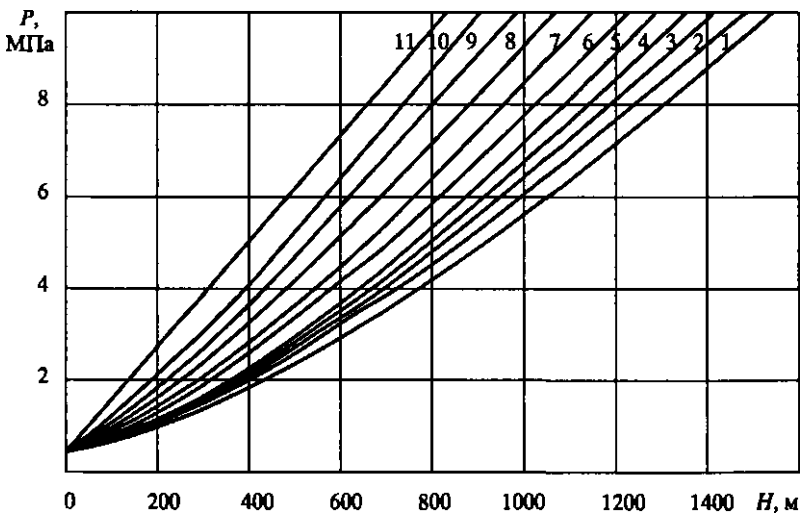


Рис. 6.38. Эталонные кривые распределения давления:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 — соответственно при обводненности продукции 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0

татом некоторого различия дисперсности газовой фазы и структуры движения газожидкостной смеси.

Таким образом, расчет работы реальных промысловых подъемников можно вести в определенных интервалах дебитов (скоростей) с использованием выражения (6.318) или эталонных кривых распределения давления (рис. 6.38).

Расчет распределения давления в реальных подъемниках является основой решения большинства задач скважинной добычи нефти. К

Таблица 6.2

Основные данные о скважинах, в которых проведены экспериментальные замеры давления по подъемнику

№№ п/п	Номер скважины	Дебит жидкости, т/сут	Обводненность продукции	Диаметр подъемника, м	Месторождение
1	2	3	4	5	6
1	451	72,8	0	0,060	Серафимовское
2	451	117,8	0	0,060	Серафимовское
3	136	69,5	0	0,048	Серафимовское
4	136	110,3	0	0,060	Серафимовское
5	93	68	0	0,060	Серафимовское
6	393	70	0	0,048	Серафимовское
7	1381	66	0	0,048	Туймазинское
8	1381	35	0	0,048	Туймазинское
9	1381	90	0	0,048	Туймазинское
10	137	159	0	0,060	Туймазинское
11	137	127	0	0,060	Туймазинское
12	137	73	0	0,060	Туймазинское
13	307	67	0	0,048	Серафимовское
14	203	129,5	0	0,060	Серафимовское
15	96	149	0	0,060	Мухановское
16	8	134	0,05	0,060	Ромашкинское
17	3308	40	0,05	0,048	Ромашкинское
18	144	75	0,05	0,048	Туймазинское
19	663	51	0,07	0,048	Туймазинское
20	57	280	0,12	0,060	Шкаповское
21	317	128,5	0,17	0,060	Серафимовское

Продолжение таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6
22	338	98	0,03	0,060	Серафимовское
23	73	65	0,01	0,060	Серафимовское
24	119	63	0,08	0,060	Серафимовское
25	123	150	0,15	0,060	Серафимовское
26	91	80	0,17	0,048	Серафимовское
27	27	307	0,20	0,060	Серафимовское
28	324	129,5	0,20	0,048	Серафимовское
29	324	126	0,30	0,048	Серафимовское
30	186	72	0,25	0,048	Серафимовское
31	186	80	0,30	0,048	Серафимовское
32	3292	90	0,25	0,048	Ромашкинское
33	313	89	0,33	0,048	Туймазинское
34	912	122	0,10	0,060	Туймазинское
35	517	72	0,15	0,060	Туймазинское
36	425	340	0,25	0,060	Шкаповское
37	594	24	0,22	0,048	Бавлинское
38	231	23	0,20	0,048	Бавлинское
39	122	223	0,38	0,060	Мухановское
40	834	132	0,32	0,048	Туймазинское
41	82	71	0,36	0,048	Серафимовское
42	96	70	0,35	0,048	Серафимовское
43	535	125	0,38	0,048	Серафимовское
44	59	420	0,45	0,060	Серафимовское
45	304	209	0,53	0,060	Серафимовское
46	304	237	0,59	0,060	Серафимовское
47	512	130	0,58	0,048	Шкаповское
48	209	326	0,47	0,060	Туймазинское
49	209	352	0,50	0,060	Туймазинское
50	834	155	0,50	0,048	Туймазинское
51	834	145	0,55	0,048	Туймазинское
52	834	98,7	0,58	0,048	Туймазинское
53	1166	402	0,66	0,060	Туймазинское
54	1166	394	0,66	0,060	Туймазинское
55	1166	220	0,75	0,048	Туймазинское

Окончание таблицы 6.2

1	2	3	4	5	6
56	1166	340	0,72	0,060	Туймазинское
57	206	400,5	0,948	0,048	Туймазинское
58	206	416	0,73	0,060	Туймазинское
59	206	272,3	0,70	0,048	Туймазинское
60	206	403	0,70	0,060	Туймазинское
61	206	310	0,94	0,048	Туймазинское
62	206	475	0,92	0,060	Туймазинское
63	206	129	0,80	0,048	Туймазинское
64	206	349	0,75	0,048	Туймазинское
65	96	200	0,60	0,060	Туймазинское
66	574	150	0,60	0,048	Шкаповское
67	207	140	0,55	0,048	Шкаповское
68	178	220	0,75	0,048	Шкаповское
69	308	230	0,70	0,048	Шкаповское
70	427	390	0,90	0,060	Шкаповское
71	107	270	0,90	0,060	Серафимовское
72	110	420	0,80	0,060	Серафимовское
73	57	320	0,80	0,060	Серафимовское
74	267	300	0,95	0,060	Серафимовское
75	304	270	0,69	0,060	Серафимовское

настоящему времени предложено значительное количество различных методов расчета $P = f(H)$, каждый из которых может быть использован в определенных пределах изменения характеристик потока газожидкостной смеси. Выбор того или иного метода расчета $P = f(H)$ зачастую является достаточно случайным и не всегда удачным.

Рассмотрим принципиальные методологические основы известных методов расчета $P = f(H)$ и на базе этого построим их классификацию.

6.23. МЕТОДОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ И КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПОДЪЕМНИКЕ

Известно достаточно большое количество различных методов расчета распределения давления при течении газожидкостных смесей, построенных на основе обработки экспериментальных данных

Таблица 6.3

Основные характеристики флюидов некоторых месторождений России

Месторождение, горизонт	$P_{нас}$, МПа	G_0, $м^3/м^3$	θ	$\rho_н^{пл}$, кг/$м^3$	$\mu_н^{пл}$, мПа·с	α, $м^3/м^3 \cdot МПа$	$\rho_н^{ст}$, кг/$м^3$
1	2	3	4	5	6	7	8
Усинское, Коми Республика, Живетский ярус	8,7	60	1,16	785	2,2	7	845
Полазненское, Пермская обл., Башкирский гориз.	8,6	46	1,12	805	3,1	5,3	832
Березовское, Пермская обл., Турнейский ярус	8,0	51	1,10	855	—	6,4	899
Ромашкинское, Татарстан	9,0	50	1,16	805	2,8	5,5	862
Бавлинское, Татарстан, Пашийский горизонт, $Д_1$	9,5	59,2	1,19	780	2,2	6,1	848
Ново-Бавлинское, Татарстан, $Д_1$	8,9	60	1,20	760	2,5	7,1	842
Алексеевское, Татарстан, $Д_1$	8,5	46,1	1,15	801	3,9	5,4	860
Ново-Елоховское, Акташское и Поповское, Татарстан, $Д_1$	9,2	50	1,14	818	3,5	4,7	865
Шкаповское, Башкортостан, $Д_1$	9,9	36,9	1,12	829	3,9	3,7	869
Туймазинское, Башкортостан, $Д_1$, $Д_2$	9,2	54	1,16	804	2,7	5,9	852
Александровское, Башкортостан, $Д_1$	8,8	53,8	1,16	799	2,2	6,1	847
Серафимовское, Башкортостан, $Д_1$	9,3	53,4	1,16	808	2,5	5,4	852
Сергеевское, Башкортостан, $Д_1$	9,0	56	1,18	812	2,8	6,2	870
Пономаревское, Оренбургская обл., $Д_{1ф}$	8,4	44,2	1,13	786	3,5	5,2	848
Мухановское, Самарская обл., пласт $В_3$	7,5	58,4	1,17	800	2,4	7,8	863
Соколовогорское, Саратовская обл., $Д_1$	8,7	50	1,15	770	2	5,7	836

Окончание таблицы 6.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Правдинское, З.Сибирь, горизонт $Б_8$	9,5	61,8	1,21	787	2	6,5	850
Средне-Балыкское, Сибирь, горизонт $Б_{10}$	8,2	57,1	1,2	796	2	7	880
Южно-Балыкское, З.Сибирь, горизонт $Б_{10}$	8,8	52	1,17	802	3	6	868
Мамонтовское, З.Сибирь, горизонт $Б_{10}$	9,5	55,1	1,18	802	2,5	5,8	882
Усть-Балыкское, З. Сибирь	8,5	44	1,14	815	3	5	880
Ватинское, З.Сибирь, горизонты $А_1$, $А_2$	9,0	48	1,16	790	2	5,3	860

при различных условиях движения ГЖС. Так, в экспериментах дебит изменялся от 0 до 1500 м³/сут; удельный расход газа — от 0 до 3000 м³/м³; диаметр труб — от 0,015 до 0,106 м; вязкость жидкости — от 1 до 1500 мПа·с. Изучалось движение газожидкостных смесей различных структурных форм.

Выбор того или иного расчетного метода для конкретных условий нефтяного месторождения осложняется отсутствием единой классификации известных методов, что приводит на практике к необходимости перебора многих известных методов с целью выбора тех (того), которые адекватны конкретным промысловым условиям и дают достаточную точность расчета распределения давления.

Классификация всех известных расчетных методов может быть построена, например, на базе двух принципиальных моделей течения ГЖС: модели гомогенного течения и модели раздельного течения. Рассмотрим теоретические основы указанных моделей.

1. Модель гомогенного течения

В данной модели газожидкостная смесь рассматривается в виде однородной гомогенной системы, а процесс ее движения описывается основными законами гидродинамики однофазных сред. При этом предполагается, что жидкая и газовая фазы движутся с одинаковыми скоростями, равными приведенной скорости движения смеси:

$$\upsilon_ж = \upsilon_г = \overline{\upsilon}_{см}, \qquad (6.322)$$

где $\upsilon_ж$, $\upsilon_г$ — соответственно скорости движения жидкой и газовой фаз, м/с;

$\bar{\upsilon}_{см}$ — приведенная скорость движения смеси, м/с;

$$\bar{\upsilon}_{см} = \frac{q+V}{f}, \tag{6.323}$$

q, V — соответственно объемные расходы жидкой и газовой фаз, м^3/с;

f — площадь поперечного сечения канала, м^2.

Плотность газожидкостной смеси $\rho_{см}$ рассчитывается с использованием объемного расходного газосодержания $\beta_г$ (см. раздел 6.1):

$$\rho_{см} = \rho_ж (1-\beta_г) + \rho_г \beta_г, \tag{6.324}$$

где $\rho_ж$, $\rho_г$ — соответственно плотности жидкой и газовой фаз при соответствующих термобарических условиях (P и T), кг/м^3.

Модель стационарного гомогенного течения описывается двумя уравнениями:

— уравнением сохранения массы (уравнением неразрывности)

$$G_{см} = \rho_{см} \bar{\upsilon}_{см} f = const, \tag{6.325}$$

где $G_{см}$ — массовый расход смеси, кг/с;

— уравнением движения

$$-\frac{dP}{dh} = \rho_{см} g \cos\alpha + \lambda_{см} \frac{\bar{\upsilon}^2_{см} \rho_{см}}{2D_г} + \frac{G_{см}}{f} \frac{d\bar{\upsilon}_{см}}{dh} \tag{6.326}$$

или

$$-\frac{dP}{dh} = \rho_{см} \left(g \cos\alpha + \lambda_{см} \frac{\bar{\upsilon}^2_{см}}{2D_г} + \bar{\upsilon}_{см} \frac{d\bar{\upsilon}_{см}}{dh} \right), \tag{6.327}$$

где $\lambda_{см}$ — коэффициент гидравлического сопротивления смеси;

$D_г$ — гидравлический диаметр канала, м.

Интегрирование (6.326) или (6.327) позволяет получить распределение давления в подъемнике.

2. Модель раздельного течения фаз

Эта модель является более сложной, но более реально отражающей процесс движения ГЖС. Процессы переноса во времени массы, количества движения (импульса силы) и энергии рассматриваются отдельно для каждой из фаз, а взаимодействие между фазами учитывается условиями протекания этих процессов на границе раздела фаз и на стенках канала. Наиболее простым представлением стационарного течения ГЖС по этой модели является течение со скольжением фаз, описываемое следующими уравнениями:

— уравнением неразрывности

$$G_{см} = \left[(1-\varphi_г)\rho_ж \upsilon_ж f + \varphi_г \rho_г \upsilon_г f\right] = const\,, \qquad (6.328)$$

где $\varphi_г$ — истинное газосодержание смеси, рассчитываемое по различным эмпирическим зависимостям;

$\upsilon_ж$, $\upsilon_г$ — истинные скорости движения жидкой и газовой фаз, м/с;

f — площадь поперечного сечения канала, м^2;

— уравнением движения

$$-\frac{dP}{dh} = \rho_{см} g \cos\alpha + \frac{\lambda_{см}}{2D_г}\left[(1-\varphi_г)\rho_ж \upsilon_ж^2 + \varphi_г \rho_г \upsilon_г^2\right] + \\ + \frac{1}{dh}\left[(1-\varphi_г)\rho_ж \upsilon_ж d\upsilon_ж + \varphi_г \rho_г \upsilon_г d\upsilon_г\right] \qquad (6.329)$$

или записанного так:

$$-\frac{dP}{dh} = \rho_{см} g \cos\alpha + \frac{\lambda_{см}}{2D_г}\left[(1-\varphi_г)\rho_ж \upsilon_ж^2 + \varphi_г \rho_г \upsilon_г^2\right] + \\ + \frac{d}{dh}\left[(1-\varphi_г)\rho_ж \upsilon_ж^2 + \varphi_г \rho_г \upsilon_г^2\right], \qquad (6.330)$$

$$\rho_{см} = \rho_ж (1-\varphi_г) + \rho_г \varphi_г\,. \qquad (6.331)$$

Проанализируем выражения (6.324) и (6.331). Учитывая, что $\varphi_г = f(\beta_г)$, для восходящего потока газожидкостной смеси $\varphi_г < \beta_г$, а для нисходящего потока $\varphi_г > \beta_г$, расчетная плотность газожидкостной смеси в модели гомогенного течения при восходящем потоке занижена (при нисходящем — завышена) в сравнении с расчетной плотностью в модели раздельного течения.

Совершенно очевидно, что указанное справедливо для случая, когда $\rho_г < \rho_ж$.

На основании изложенных моделей течения ГЖС все существующие методы расчета распределения давления в подъемнике могут быть разделены на три группы:

I. Методы расчета на основе модели гомогенного течения без выделения структурных форм потока смеси.

II. Методы расчета на основе модели раздельного течения со скольжением газовой фазы без выделения структурных форм потока смеси.

III. Методы расчета на основе модели раздельного течения со скольжением газовой фазы и с выделением структурных форм по-

тока смеси, определяемых с помощью специальных критериев, о которых говорилось выше.

На основании изложенных моделей все известные расчетные методы могут быть классифицированы следующим образом (табл. 6.4).

Исследованием процесса движения ГЖС и разработкой соответствующих методов расчета занимались многие отечественные и зарубежные ученые: С.К. Абишев, В.А. Архангельский, Ю.П. Бородин, А.В. Воловодов, В.Г. Грон, А.И. Гужов, А.И. Дьячук, В.А. Иктисанов, А.З. Истомин, О.В. Клапчук, Ю.П. Коротаев, А.П. Крылов, Г.С. Лутошкин, В.А. Мамаев, И.Т. Мищенко, М.А. Мохов, И.М. Муравьев, Н.Н. Репин, В.А. Сахаров, В.Ф. Семененко, Г.Е. Холодовский, Х. Азиз, К. Браун, Г. Говье, П. Данс, П. Карпентер, Й. Ор-

Таблица 6.4

Некоторые методы расчета распределения давления в трубах при течении в них ГЖС

Автор(ы) метода	Год издания	Группа	Основные параметры потока			
			Дебит, $м^3$/сут	Удельный расход газа, $м^3/м^3$	Диаметр трубы, мм	Вязкость жидкости, мПа·с
1	2	3	4	5	6	7
А.П. Крылов	1934	II	0–1470	0–1000	38,1–101,6	1–5
Ф. Поэтман — П. Карпентер	1952	I	9,5–238,5	5,6–910	50,7–76,2	1–12
А.П. Крылов — Г.С. Лутошкин	1958	III	8–540	0–400	38,1–76,2	1–15,2
Г.Е. Холодовский*	1959	II	8–540	0–400	38,1–76,2	1–15,2
А. Хагедорн— К. Браун	1965	II	0–808	0–583	25,4–73,0	0,86–110
Й. Оркишевский	1967	III	5–500	20–240	31,7–88,9	1–110
В.А. Мамаев	1969	III	—	—	24,0–56,0	1–20
К. Азиз, Г. Говье, М.Фагараши	1972	III	7–300	0–1800	50,6–76,0	—
ВНИИгаз	1981	III	—	—	15–106	1–250
В.Г. Грон	1984	III	8–600	0–3000	15–76,2	1–1500

* Использованы экспериментальные данные А.П. Крылова и Г.С. Лутошкина

кишевский, Ф. Поэтман, Ф. Росс, А. Саттари, М. Фагараши, К. Фортемс, А. Хагедорн и др.

Рассмотрим некоторые методы расчета распределения давления при движении ГЖС в вертикальных трубах.

6.24. НЕКОТОРЫЕ МЕТОДЫ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ПОДЪЕМНИКЕ

Существует большое количество расчетных методов, рассмотрение которых представляет несомненный интерес, но не является единственным предметом данного учебника. Поэтому остановимся на рассмотрении только некоторых из них и относящихся по приведенной классификации (табл. 6.4.) к методам I и III групп (метод II группы А.П. Крылова рассмотрен подробно ранее).

6.24.1. МЕТОД Ф. ПОЭТМАНА—П. КАРПЕНТЕРА

Относится к I группе. Расчет плотности газожидкостной смеси $\rho'_{см}$ (на 1 м^3(!) дегазированной нефти) ведется следующим образом:

$$\rho'_{см} = \frac{m_{см}}{V_{см.ср}} = \frac{\rho_{н.дег} + G_0\rho_{го} + \rho_в \dfrac{B_{ор}}{(1-B_{ор})}}{в_н(\bar{P}) + G_0(\bar{P}) + \dfrac{B_{ор}}{(1-B_{ор})}}, \qquad (6.332)$$

где $m_{см}$ — масса газожидкостной смеси, кг;

$V_{см.ср}$ — среднеинтегральный объем смеси, м^3;

$\rho_{н.дег}$ — плотность дегазированной нефти, кг/м^3;

$\rho_{го}$ — плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3;

$\rho_в$ — плотность воды, кг/м^3;

$B_{ор}$ — объемное расходное водосодержание, д.ед.;

$в_н(\bar{P})$ — объемный коэффициент нефти при среднем давлении $\bar{P}$ на интервале ΔH и при температуре T;

G_0 — газонасыщенность нефти, м^3/м^3;

$G_0(\bar{P})$ — газонасыщенность нефти при среднем давлении $\bar{P}$, приведенная к нормальным условиям, м^3/м^3.

Среднеинтегральный объем смеси $V_{см.ср}$

$$V_{см.ср} = \frac{1}{P_1 - P_2}\int_{P_2}^{P_1} V_{см} \cdot dP, \qquad (6.333)$$

где P_1, P_2 — соответственно давление в нижнем и верхнем сечениях исследуемого интервала, Н/м².

Суммарно потери энергии $dP_{пот}$ при движении ГЖС на участке dl (потери на трение и скольжение) записываются в форме, аналогичной уравнению Фаннинга для вычисления потерь на трение в однофазном потоке:

$$dP_{пот} = 2f_0 \frac{\upsilon_{см}^2 dl}{g \cdot d}, \qquad (6.334)$$

где $\upsilon_{см}$ — средняя скорость движения смеси, м/с;

d — диаметр подъемника, м;

f_0 — корреляционный коэффициент необратимых потерь энергии на участке длиной dl.

Основным расчетным уравнением метода Ф. Поэтмана—П. Карпентера является следующее (записано в конечных разностях):

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{\rho'_{см}\, g\left[1 + f_0 \frac{(q_ж m_{см}/\rho'_{см})^2}{d^5} \cdot A\right]}, \qquad (6.335)$$

где $q_ж$ — дебит дегазированной нефти, м³/сут;

A — размерный числовой коэффициент.

Расчет распределения давления по уравнению (6.335) ведется по шагам. Шаг по давлению ΔP выбирают исходя из практических соображений. При необходимости решения уравнения (6.335) относительно ΔP при заданных ΔH используется итерационная процедура, что существенно увеличивает затраты времени на счетные работы.

Корреляционный коэффициент необратимых потерь f_0 определяется по графику в зависимости от числителя числа Рейнольдса $\upsilon\bar{d}\rho_ж$.

В данном случае

$$\upsilon\ \bar{d}\rho_ж = 0{,}99 \cdot 10^{-3} \frac{q_ж m_{см}}{\bar{d}}. \qquad (6.336)$$

Графическая зависимость $f_0 = f\left(0{,}99 \cdot 10^{-3} \frac{q_ж m_{см}}{\bar{d}}\right)$ представлена на рис. 6.39. Для круглых труб $\bar{d} = d$ (кривая 1). В случае движения ГЖС в кольцевом зазоре, например, между колонной НКТ и колонной штанг при эксплуатации скважины штанговой скважинной

насосной установкой (ШСНУ) основное расчетное уравнение (6.335) записывается в виде:

$$\Delta H = \frac{\Delta P}{\rho'_{см} g \left[1 + f_0 \frac{(q_н m_{см} / \rho'_{см})^2}{(d - d_{шт})^3 (d + d_{шт})^2} \cdot A\right]}, \qquad (6.337)$$

где d — внутренний диаметр НКТ, м;

$d_{шт}$ — средний диаметр колонны штанг, м.

Если к моменту расчета распределения давления конструкция штанг еще не определена, то рекомендуется выбирать значение $d_{шт}$ в зависимости от диаметра плунжера насоса $D_{пл}$:

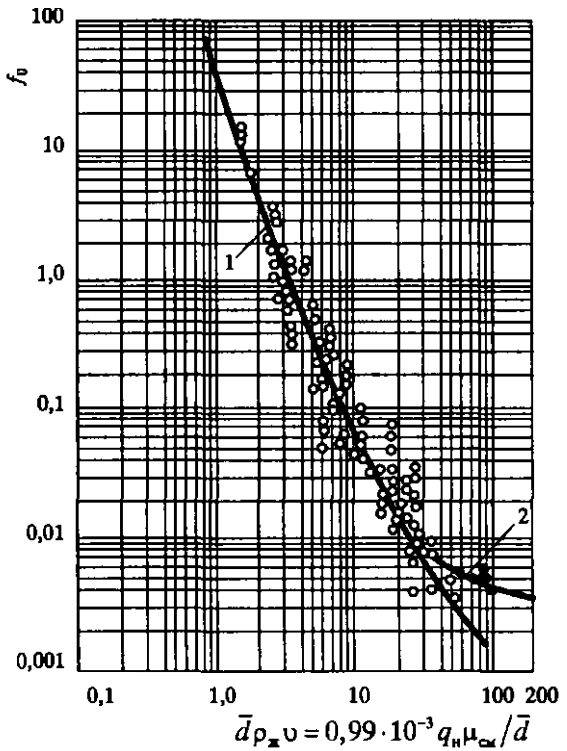


Рис. 6.39. Зависимость корреляционного коэффициента необратимых потерь энергии:

1 — для труб круглого сечения; 2 — для кольцевых каналов

$D_{пл} \le 0{,}032$ м $\quad d_{шт} = 0{,}017$ м;

$0{,}038 \le D_{пл} < 0{,}56$ м $\quad d_{шт} = 0{,}019$ м;

$D_{пл} = 0{,}056$ м $\quad d_{шт} = 0{,}022$ м;

$D_{пл} \ge 0{,}068$ м $\quad d_{шт} = 0{,}025$ м.

Корреляционный коэффициент f_0 определяется также по графику с рис. 6.39 (кривая 2). При этом $\bar{d} = d - d_{шт}$.

Корреляционный коэффициент f_0 для кривой 1 построен по данным исследования фонтанных и компрессорных скважин, оборудованных НКТ диаметром 0,048; 0,060 и 0,073 м. Газовый фактор G_0 изменялся от 3,5 до 9000 м³/м³, а дебит по жидкости от 9,6 до 240 м³/сут. Кривая 2 получена для кольцевых зазоров при газовых факторах от 90 до 360 м³/м³ и дебита жидкости до 2000 м³/сут.

Анализ результатов расчета по методу Поэтмана—Карпентера показывает, что метод не всегда дает конечные результаты, которые могли бы удовлетворить практику. Это объясняется значительным разбросом экспериментальных точек (даже на логарифмической бумаге) корреляционного коэффициента f_0 в зависимости от $\upsilon\bar{d}\rho_ж$ (рис. 6.39). Специальные исследования показали, что экспериментальные значения f_0, представленные на рис. 6.39, могут быть скоррелированы более точно с учетом не только параметра $\upsilon\bar{d}\rho_ж$, но и объемного расходного газосодержания $\beta_г$.

Таким образом, метод Поэтмана—Карпентера является достаточно простым для использования и базируется на расчете плотности газожидкостной смеси по уравнению (6.332) и определении корреляционного коэффициента f_0 (рис. 6.39).

6.24.2. МЕТОД В.Г. ГРОНА—Й. ОРКИШЕВСКОГО

Метод относится к III группе. Основным расчетным уравнением является следующее:

$$\Delta H = \frac{\left(1 - \dfrac{MV}{f^2 \overline{P}}\right)}{\rho_{см} g + \left(\dfrac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{тр}} \Delta P, \qquad (6.338)$$

где M — массовый расход смеси, кг/с;

V — объемный расход газа, м³/с;

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{тр}$ — градиент потерь на трение, Н/(м²·м);

$\overline{P}$ — среднее давление на интервале ΔH, Н/м².

1. Оценка типа структуры потока

Эта оценка проводится по зависимостям (6.99)+(6.106), изложенным в разделе 6.5.

2. Расчет плотности газожидкостной смеси

Эмульсионная структура

Плотность смеси рассчитывается по формуле:

$$\rho_{см} = \rho_{ж} - \varphi_{г}\left(\rho_{ж} - \rho_{г}\right), \qquad (6.339)$$

где $\varphi_{г}$ — истинное газосодержание смеси.

Оно может быть вычислено по следующей зависимости:

$$\varphi_{г} = \frac{1}{2}\left[1 + \frac{\overline{\upsilon}_{см}}{\upsilon_{ог}} - \sqrt{\left(1 + \frac{\overline{\upsilon}_{см}}{\upsilon_{ог}}\right)^{2} - 4\frac{\overline{\upsilon}_{г}}{\upsilon_{ог}}}\right], \qquad (6.340)$$

где $\overline{\upsilon}_{см}, \overline{\upsilon}_{г}$ — соответственно приведенные скорости смеси и газа, м/с;

$\upsilon_{ог}$ — осредненная относительная скорость газовых пузырьков, м/с,

$$\overline{\upsilon}_{см} = \overline{\upsilon}_{ж} + \overline{\upsilon}_{г} = \frac{q_{ж} + V}{f}; \qquad (6.341)$$

$\overline{\upsilon}_{ж}$ — приведенная скорость жидкости, м/с.

При этом рекомендуется принимать $\upsilon_{ог} \approx 0{,}244$ м/с независимо от физико-химических свойств компонентов смеси.

Анализ движения ГЖС в скважинах показывает, что $\upsilon_{ог}$ в значительной степени зависит от обводненности продукции. С учетом этого при объемном расходном водосодержании $B_{ор} < 0{,}5$ рекомендуется в расчетах использовать значение $\upsilon_{ог} = (0{,}02\text{+}0{,}06)$ м/с, а при водосодержании $B_{ор} \geq 0{,}5$ — $\upsilon_{ог} = (0{,}15\text{+}0{,}20)$ м/с.

Четочная (пробковая) структура

Основным вопросом является определение скорости подъема четок в движущейся жидкости.

Плотность смеси при четочной структуре определяется в предположении, что поток установившийся и полностью развит, т.е. расстояние между четками газа достаточно велико, чтобы исключить влияние движения предыдущей четки на движение последующей. Четки имеют стабильные размеры и поднимаются с постоянной скоростью. Из уравнения неразрывности следует, что скорость четки жидкости определяется объемным расходом и площадью сечения трубы.

Если скорость газовой четки относительно движущейся впереди нее четки жидкости обозначить через $\upsilon_{оч}$, то абсолютная скорость движения четки газа определяется так:

$$\upsilon_{ч} = \frac{q+V}{f} + \upsilon_{оч}. \tag{6.342}$$

Если рассмотреть элемент четочной структуры, состоящей из одной газовой четки длиной $l_{гч}$ и одной жидкостной четки длиной $l_{жч}$, то время, необходимое для прохождения этого элемента в трубе, составит Δt:

$$\Delta t = \frac{(l_{гч} + l_{жч})f}{q+V+\upsilon_{оч}f}. \tag{6.343}$$

Так как за это время Δt через трубу проходит одна газовая четка объемом $V_{гч}$, то средний объемный расход газа составит:

$$V = \frac{V_{гч}}{\Delta t}. \tag{6.344}$$

Средняя плотность газожидкостной смеси для рассматриваемого элемента потока $\rho_{см.ч}$ (газовая четка плюс четка жидкости) определяется уравнением:

$$\rho_{см.ч} = \rho_{ж}\left(1 - \frac{V_{гч}}{V_{эл}}\right) + \rho_{г}\frac{V_{гч}}{V_{эл}}, \tag{6.345}$$

где $V_{эл}$ — объем элемента потока, равный сумме объемов четки газа и четки жидкости.

Подставляя значения (6.343) и (6.344) в (6.345), получим:

$$\rho_{см.ч} = \rho_{ж}\left(\frac{q+\upsilon_{оч}f}{q+V+\upsilon_{оч}f}\right) + \rho_{г}\left(\frac{V}{q+V+\upsilon_{оч}f}\right)$$

или

$$\rho_{см.ч} = \frac{M + \rho_ж \upsilon_{оч} f}{q + V + \upsilon_{оч} f}, \qquad (6.346)$$

где M — массовый расход смеси, кг/с.

Если учитывать особенности жидкой фазы, то уравнение (6.346) необходимо записать в виде:

$$\rho_{см.ч} = \frac{M + \rho_ж \upsilon_{оч} f}{q + V + \upsilon_{оч} f} + \Gamma' \rho_ж, \qquad (6.347)$$

где Γ' — корреляционная функция распределения жидкости, зависящая от физической природы жидкой фазы и приведенной скорости движения смеси, вычисляемой по уравнению (6.341).

Корреляционная функция распределения жидкости рассчитывается следующим образом:

жидкая фаза — вода и $\upsilon_{см} < 3{,}048$ м/с

$$\Gamma' = \frac{0{,}0025 \lg \mu_в}{d^{1{,}38}} + 0{,}232 \lg \upsilon_{см} - 0{,}428 \lg d - 0{,}7821; \qquad (6.348)$$

жидкая фаза — вода и $\upsilon_{см} > 3{,}048$ м/с

$$\Gamma' = \frac{0{,}0174 \lg \mu_в}{d^{0{,}799}} - 0{,}162 \lg \upsilon_{см} - 0{,}888 \lg d - 1{,}2508; \qquad (6.349)$$

жидкая фаза — нефть и $\upsilon_{см} < 3{,}048$ м/с

$$\Gamma' = \frac{0{,}0024 \lg (\mu_н + 1)}{d^{1{,}415}} + 0{,}167 \lg \upsilon_{см} + 0{,}113 \lg d - 0{,}1395; \qquad (6.350)$$

жидкая фаза — нефть и $\upsilon_{см} > 3{,}048$ м/с

$$\Gamma' = \frac{0{,}0054 \lg (\mu_н + 1)}{d^{1{,}371}} + 0{,}569 \lg d - 0{,}614 -$$
$$- \lg \upsilon_{см} \left[\frac{0{,}0015 \lg (\mu_н + 1)}{d^{1{,}571}} + 0{,}63 \lg d + 0{,}722 \right]. \qquad (6.351)$$

При $\upsilon_{см} < 3{,}048$ м/с предельное значение Γ':

$$\Gamma' = -0{,}2133 \upsilon_{см}. \qquad (6.352)$$

При $\upsilon_{см} > 3{,}048$ м/с предельное значение Γ':

$$\Gamma' = -\frac{\upsilon_{оч} f}{q + V + \upsilon_{оч} f} \left(1 - \frac{\rho_{см.ч}}{\rho_ж} \right). \qquad (6.353)$$

В первом приближении относительная скорость движения газовой четки $\upsilon_{оч}$ может быть рассчитана по формуле

$$\upsilon_{оч} = c_1 c_2 \sqrt{gd}\,, \tag{6.354}$$

где c_1 — коэффициент, учитывающий движение газовой четки в неподвижной жидкости, зависящий от числа Рейнольдса четки

$$\mathrm{Re}_{ч} = \frac{\upsilon_{оч} d \rho_{ж}}{\mu_{ж}}\,, \tag{6.355}$$

c_2 — коэффициент, учитывающий движение газовой четки в подвижной жидкости, зависящий от числа Рейнольдса жидкости (при скорости движения ее, равной скорости смеси)

$$\mathrm{Re}_{ч} = \frac{\upsilon_{см} d \rho_{ж}}{\mu_{ж}}\,. \tag{6.356}$$

$\upsilon_{ж} = \upsilon_{см}$

Для полностью развитой четочной структуры движения смеси принимается $c_1 c_2 = 0{,}35$ и вычисляется по формуле (6.354) $\upsilon_{оч}$. Затем по найденному значению $\upsilon_{оч}$ по формуле (6.355) рассчитывается число Рейнольдса четки $\mathrm{Re}_{ч}$.

Если $\mathrm{Re}_{ч} \le 3000$, то скорректированная относительная скорость четки $\upsilon_{оч}$ рассчитывается по формуле

$$\upsilon_{оч} = \left(0{,}546 + 8{,}74 \cdot 10^{-6}\,\mathrm{Re}_{ч}\right)\sqrt{gd}\,; \tag{6.357}$$

если $\mathrm{Re}_{ч} \ge 8000$, то

$$\upsilon_{оч} = \left(0{,}35 + 8{,}74 \cdot 10^{-6}\,\mathrm{Re}_{ч}\right)\sqrt{gd}\,; \tag{6.358}$$

если $3000 < \mathrm{Re}_{ч} < 8000$, то

$$\upsilon_{оч} = 0{,}3048\left[1{,}64\left(0{,}251 + 8{,}74 \cdot 10^{-6}\,\mathrm{Re}_{ч}\right)\sqrt{gd} + \right.$$

$$\left. + \sqrt{10{,}75gd\left(0{,}251 + 8{,}74 \cdot 10^{-6}\,\mathrm{Re}_{ч}\right)^2 + 120\frac{\mu_{ж}}{\rho_{ж}\sqrt{d}}}\right]. \tag{6.359}$$

3. Расчет градиента потерь на трение

Эмульсионная структура

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{тр} = \lambda \frac{\upsilon_{жи}^2 \rho_{ж}}{2gd} 10^{-4}\,, \tag{6.360}$$

где $\upsilon_{жи}$ — истинная скорость жидкой фазы, м/с;

$$\upsilon_{ж.н} = \frac{\upsilon_ж}{1-\varphi}, \qquad (6.361)$$

λ — коэффициент гидравлического трения для потока жидкости, определяемый в зависимости от числа Рейнольдса $Re_ж$:

$$Re_ж = \frac{\upsilon_{ж.н} d \rho_ж}{\mu_ж} \qquad (6.362)$$

и шероховатости трубы ϵ/d,

ϵ — абсолютная шероховатость, которая зависит не только от материала, из которого изготовлен трубопровод и вида обработки внутренней поверхности, но также от времени и условий его эксплуатации. Абсолютная шероховатость может быть определена из следующей таблицы.

Таблица 6.5

Абсолютная шероховатость труб

№ п/п	Материал и способ изготовления труб	Состояние труб	Абсолютная шероховатость ϵ, мм
1	Цельнотянутые стальные, из стекла и цветных металлов	Новые, технически гладкие	0,0015
2	Бесшовные стальные, НКТ	Новые и чистые	0,014
3	Стальные сварные	Новые и чистые	0,05
4	Стальные сварные	После нескольких лет эксплуатации	0,2
5	Трубы трубопроводные	Новые, чистые	0,018
6	Трубы для магистральных газопроводов	Новые, чистые	0,016
7	Трубы из коммерческой стали или сварочного железа	Новые, чистые	0,046
8	Трубы чугунные с битумным покрытием	Новые	0,13
9	Трубы стальные оцинкованные	Новые, чистые	0,15
10	Трубы чугунные	Новые, без покрытия	0,3

Зависимость $\lambda = f(Re_ж, \epsilon/d)$ представлена на рис. 6.40.

Четочная структура

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{тр} = \lambda \frac{\upsilon_{см}^2 \rho_{см.ч}}{2gd} 10^{-4}. \qquad (6.363)$$

Подставляя значение $\rho_{см.ч}$ из (6.347) в (6.363), получим (пренебрегая массой газа):

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{тр} = \lambda \frac{\upsilon_{см}^2 \rho_{см.ч}}{2gd} \left(\frac{q + \upsilon_{см} f}{q + V + \upsilon_{см} f} + \Gamma'\right) \cdot 10^{-4}, \qquad (6.364)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления жидкости, текущей со скоростью смеси $\upsilon_{см}$, который зависит от числа Рейнольдса $Re_ж$, вычисляемого по уравнению (6.356) и относительной шероховатости ε/d (рис. 6.40).

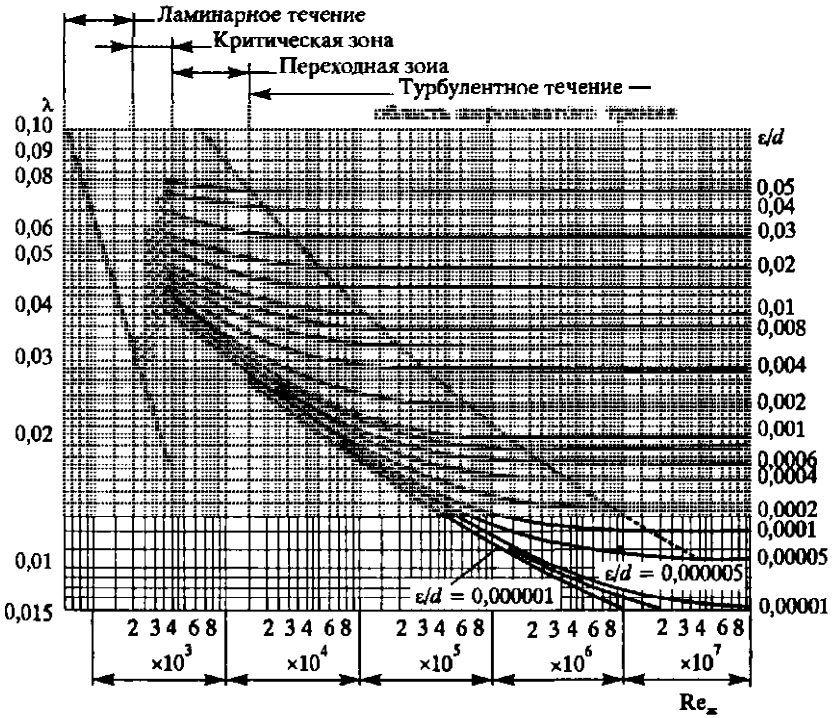


Рис. 6.40. Зависимость коэффициента λ от числа Рейнольдса $Re_ж$ и относительной шероховатости ε/d

Данный метод разработан на основе известных методов расчета распределения давления при движении газожидкостной смеси в вертикальных трубах. Основным расчетным уравнением является уравнение (6.338).

1. Оценка типа структуры потока

Для оценки типа структуры потока используются модифицированные скорости жидкой и газовой фаз, определение которых изложено в разделе 6.5 — зависимости (6.95)÷(6.98).

2. Расчет плотности газожидкостной смеси

Для *эмульсионной* структуры потока плотность рассчитывается по уравнению (6.339).

Истинное газосодержание рассчитываем по уравнению (6.340), принимая $\upsilon_{ст} = 0{,}244$ м/с.

Для *четочной* структуры также используется уравнение (6.339). Истинное газосодержание вычисляется по формуле

$$\varphi = \frac{\upsilon_г}{\upsilon_ч}, \tag{6.365}$$

где $\upsilon_ч$ — абсолютная скорость движения четок газа в движущейся смеси, м/с.

Величина $\upsilon_ч$ может быть рассчитана так:

$$\upsilon_ч = 1{,}2\upsilon_{см} + \upsilon_{оч}. \tag{6.366}$$

В данном случае относительную скорость четок газа рекомендуется вычислять из следующего выражения:

$$\upsilon_{оч} = c\sqrt{\frac{gd(\rho_ж - \rho_г)}{\rho_ж}}, \tag{6.367}$$

где c — коэффициент, определяемый так:

$$c = 0{,}345\left(1 - e^{-\frac{0{,}01Ar}{0{,}345}}\right)\left(1 - e^{-\frac{3{,}31-Eö}{m}}\right), \tag{6.368}$$

где Ar — критерий Архимеда, характеризующий движение частиц компонентов смеси за счет разности их плотностей, определяемый следующим образом:

$$Ar = \frac{\sqrt{d^3 g(\rho_ж - \rho_г)\rho_ж}}{\mu_ж}, \tag{6.369}$$

Еб — критерий Етвоса (Бонда), характеризующий процессы дробления жидкой фазы в потоке газожидкостной смеси, рассчитывается так:

$$\text{Еб}=\frac{gd^2(\rho_ж-\rho_г)}{\sigma}. \qquad (6.370)$$

Числовой коэффициент m в формуле (6.368) зависит от числа Архимеда и равен:

при Ar < 18 m = 25;

при Ar > 250 m = 10;

при 18 ≤ Ar ≤ 250 $m = 69 \cdot \text{Ar}^{-0,35}$.

3. Расчет градиента потерь на трение

Для *эмульсионной* структуры движения смеси градиент потерь на трение рассчитывается по формуле:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{тр}=\lambda\frac{\upsilon_{см}^2\rho_ж}{2gd}10^{-4}. \qquad (6.371)$$

Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = f(\text{Re}_ж, \varepsilon/d)$ (рис. 6.40). Число $\text{Re}_ж$ вычисляется по формуле (6.356).

Для *четочной* структуры градиент потерь на трение вычисляется следующим образом:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{тр}=\lambda\frac{\upsilon_{см}^2\rho_ж}{2gd}(1-\varphi)10^{-4}, \qquad (6.372)$$

где φ определяется по (6.365).

Коэффициент гидравлического сопротивления $\lambda = f(\text{Re}_ж, \varepsilon/d)$ (рис. 6.40).

Общая схема расчета распределения давления в насосно-компрессорных трубах заключается в следующем:

1. Выбирается шаг ΔP и, начиная с заданного давления $P_з$ ($P_у$, $P_{заб}$, $P_{пр}$, $P_{вых}$ — расчет может вестись как сверху вниз, так и снизу вверх), рассчитывается давление на другом конце интервала ΔH:

$$P = P_з \pm \Delta P.$$

2. Вычисляется среднее давление $\overline{P}$ на интервале ΔH:

$$\overline{P} = P_з \pm \frac{\Delta P}{2}.$$

3. Для среднего давления $\overline{P}$ вычисляется температура T, для чего используются экспериментальные зависимости (например, зависимость (6.150)).

4. Вычисляются основные свойства продукции скважин при $\bar{P}$ и T.

5. Определяется структура движения смеси.

6. По соответствующим формулам рассчитывается плотность смеси и градиент потерь на трение (или суммарные необратимые потери энергии).

7. По уравнению (6.335) или (6.338) вычисляется ΔH для заданного ΔP.

8. Расчет ведется для такого количества интервалов по ΔP, чтобы сумма приращений глубины ΔH равнялась общей глубине H.

9. Строится кривая распределения давления $P = f(H)$.

Расчет распределения давления в подъемниках большого диаметра связаи с иеобходимостью учета некоторых особеииостей, о которых будет сказано ниже.

6.25. ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАБОТЫ ОБВОДНЕННЫХ ПОДЪЕМНИКОВ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА НА УЧАСТКЕ «ЗАБОЙ СКВАЖИНЫ — ПРИЕМ ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ»

При подъеме жидкости из скважины для полного описания этого процесса необходимо рассматривать движение газожидкостной смеси или жидкости иа следующих основиых участках: в подъемнике; на участке от забоя скважины до приема погружного оборудования (когда глубина спуска оборудования меньше глубины скважины) и на участке от приема погружного оборудования до динамического уровня.

Как правило, участок от забоя скважины до приема погружного оборудования представлен подъемником большого диаметра (эксплуатационной колониой, длина которой может изменяться в достаточно широких пределах). При этом, в зависимости от условий эксплуатации на этом участке, возможно движение одной жидкости (нефти), совместиое движение двух жидкостей (воды и иефти), движение газонефтеводяной смеси, движение нефти или газа и нефти через столб неподвижной воды (барботаж нефти и газа) и некоторые другие формы движения смеси, которые рассмотрены далее.

6.25.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН

Рассмотрение данного вопроса следует начать с принципиального разделения добывающих скважин на две группы:

1. Скважины необводненные, в продукции которых на поверхности отсутствует вода.

2. Скважины обводненные.

Такая классификация, однако, недостаточно точна.

Практика показывает, что скважины, заглушенные во время проведения подземного ремонта водой, после запуска могут давать на поверхности необводненную нефть или нефть со следами воды (при определенных параметрах работы скважин: незначительные дебиты, большой диаметр эксплуатационной колонны, большая разница в глубине скважины и глубине спуска погружного оборудования и др.). Результаты же глубинных исследований показывают, что в таких скважинах в интервале «забой—прием» находится столб воды. Нефть, поступающая из пласта, всплывает в виде капелек (барботаж нефти через столб воды). Несмотря на отсутствие воды в продукции таких скважин на поверхности, при расчете давления в любой точке интервала «забой—прием» они не могут быть отнесены к безводным.

Многочисленные промысловые исследования глубинными манометрами и пробоотборниками интервала «забой—прием», проведенные на различных нефтяных месторождениях, показывают, что вне зависимости от обводненности продукции скважины на поверхности (даже для скважин, в продукции которых на поверхности обнаружены только следы воды) в интервале «забой—прием» присутствует вода.

Таким образом, к необводненным скважинам будем относить такие, которые не содержат воды в продукции на поверхности, а также отсутствует вода в интервале «забой—прием».

Для необводненных скважин расчет распределения давления по глубине скважины $P = f(H)$ ведется по одному из известных методов, начиная от забойного давления $P_{заб}$. При этом, если $P_{заб} > P_{нас}$, то на участке от $P_{заб}$ до $P_{нас}$ расчет ведется для нефти по известным формулам трубной гидравлики. При $P \le P_{нас}$ расчет ведется для газонефтяной смеси. На процесс расчета не накладывается никаких ограничений.

6.25.2. МЕХАНИЗМ ДВИЖЕНИЯ НЕФТИ ЧЕРЕЗ СТОЛБ ВОДЫ (БАРБОТАЖ)

Для скважин, в продукции которых отсутствует вода, а в интервале «забой—прием» имеется водяной столб (барботаж нефти через столб воды), распределение давления рассчитывается следующим образом.

При давлениях $P \geq 0{,}4P_{нас}$ влиянием газовой фазы на плотность водонефтяной смеси можно пренебречь. Принимается, что перепад давлений ΔP на участке длиной Δh создается только плотностью водонефтяной смеси $\rho_{вн}$, вычисляемой по следующей зависимости:

$$\rho_{вн} = \rho_{в}\left[1 - \frac{q_{н}}{\overline{\upsilon}'_{он} f}\left(1 - \frac{\rho_{н}}{\rho_{в}}\right)\right], \qquad (6.373)$$

где $\overline{\upsilon}'_{он}$ — осредненная относительная скорость движения капель нефти в неподвижной жидкости (истинная скорость нефти), м/с;

f — площадь поперечного сечения скважины, м^2.

Обработка и обобщение результатов экспериментальных исследований позволяют для приближенной оценки величины $\overline{\upsilon}'_{он}$ предложить следующую зависимость, учитывающую влияние концентрации дисперсной фазы:

$$\overline{\upsilon}'_{он} = 1{,}63 \quad e^{-12\upsilon_{ф}} \sqrt[4]{\frac{g(\rho_{в} - \rho_{н})\sigma}{\rho_{ср}^2}}, \qquad (6.374)$$

где $\overline{\upsilon}_{ф} = \overline{\upsilon}_{н}$ — приведенная скорость дисперсной фазы (нефти), м/с;

$$\overline{\upsilon}_{ф} = \overline{\upsilon}_{н} = \frac{q_{ф}(q_{н})}{f}, \qquad (6.375)$$

$q_{ф}(q_{н})$ — объемный расход дисперсной фазы (нефти), м^3/с;

$\rho_{ср}$ — плотность дисперсионной среды, кг/м^3;

σ — поверхностное натяжение нефти на границе с водой, Н/м.

Экспериментальные исследования по барботажу нефти через пресную воду показали, что при приведенной скорости нефти, вычисляемой по (6.375) и превышающей 0,3 м/с, относительная скорость движения фаз становится чрезвычайно малой величиной и ею можно пренебречь.

Плотность водонефтяной смеси может быть рассчитана и по следующему уравнению:

$$\rho_{вн} = \rho_{в} - \varphi_{н}(\rho_{в} - \rho_{н}), \qquad (6.376)$$

где $\varphi_{н}$ — истинное нефтесодержание.

Для случая барботажа нефти через столб воды истинное нефтесодержание определяется отношением приведенной скорости нефти к осредиеиной относительной скорости капель нефти $\overline{\upsilon}'_{он}$ (т.е. к истинной скорости нефти):

$$\varphi_н = \frac{q_н}{\bar{\upsilon}'_{он} f}. \qquad (6.377)$$

На основании обработки и обобщения экспериментальных исследований барботажа нефти через пресную воду можно предложить следующие простые зависимости для расчета истинного нефтесодержания в функции числа Рейнольдса для нефти $Re_н$:

при $0 \le Re_н \le 400$

$$\varphi_н = 0{,}0024\, Re_н, \qquad (6.378)$$

при $400 \le Re_н \le 850$

$$\varphi_н = 0{,}915 + 1 \cdot 10^{-4}\, Re_н. \qquad (6.379)$$

Число Рейнольдса для нефти рассчитывается так:

$$Re_н = \frac{\bar{\upsilon}_н D_c}{\nu_н} = 1{,}274 \frac{q_н}{D_c \nu_н}, \qquad (6.380)$$

где $\bar{\upsilon}_н$ — приведенная скорость нефти в колонне диаметром D_c, м/с;

$\nu_н$ — кинематическая вязкость нефти, м^2/с.

Введем понятия критического $Re_{н.кр}$ и предельного $Re_{н.пр}$ числа Рейнольдса для нефти. Под критическим числом Рейнольдса для нефти $Re_{н.кр}$ понимается такая численная величина, вычисленная по формуле (6.380), для которой влияние относительной скорости $\bar{\upsilon}'_{он}$ на плотность водонефтяной смеси становится пренебрежимо малым, т.е. $\bar{\upsilon}'_{он} \approx \bar{\upsilon}_н$. Для барботажа нефти через столб воды $Re_{н.кр} = 400$.

Под предельным числом Рейнольдса для нефти $Re_{н.пр}$ понимается такая численная величина, вычисленная по формуле (6.380), для которой $\varphi_н = 1$, и вся вода полностью выносится на дневную поверхность. Для барботажа нефти через столб воды $Re_{н.пр} = 850$ ($\varphi_н = 1$, $\rho_{вн} = \rho_н$).

Вышеприведенные формулы для вычисления $\varphi_н$ получены при обработке эксперимеитов по барботажу нефти плотностью 850–867,4 кг/м^3 и вязкостью от 0,089 до 0, 351 см^2/с при приведенных скоростях нефти от 0,07 до 0,28 м/с через столб пресной воды плотностью 1000 кг/м^3.

Рассмотренный механизм движения водонефтяной смеси наблюдается в интервале «забой—прием» в скважинах, которые были заглушены водой, а в продукции которых на поверхности вода отсутствует.

Порядок расчета $P=f(H)$ следующий:

1. Проверяется выполненне условий выноса (ненакопления) воды в интервале «забой—прием».

Условие полного выноса воды из интервала «забой—прием»:

I случай

$$Re_{н} > Re_{н.пр} = 850 \qquad (6.381)$$

вне зависимости выполнения условия (6.401);

II случай

$$\left.\begin{aligned} Re_{н} < Re_{н.пр} = 850 \\ H \geq H'_{сп} \end{aligned}\right\}. \qquad (6.382)$$

Численное значение $H'_{сп}$ рассчитывается по зависимости (6.401).

Условия неполного выноса воды:

$$\left.\begin{aligned} Re_{н} < Re_{н.пр} = 850 \\ H < H'_{сп} \end{aligned}\right\}. \qquad (6.383)$$

2. Выбирается шаг по давлению ΔP (например, 0,5 МПа). Интервал ($P_{заб}$ — P) разбивается на «n» участков с перепадом давлений ΔP ($P_{n+1} = P_{n} + \Delta P$). При $n=1$ $P_{1} = P_{заб}$ ($P_{заб}$ — забойное давление известно). Расчет ведется снизу вверх.

3. Рассчитывается среднее давление $\bar{P}_{n}$ в «n»-ом интервале по формуле

$$\bar{P}_{n} = \frac{P_{n} + P_{n+1}}{2}. \qquad (6.384)$$

4. По формулам (6.373) или (6.376) вычисляется плотность водонефтяной смеси на «n»-ом интервале $\rho_{вн.n}$. При этом $q_{н}$, $\rho_{в}$, $\rho_{н}$, $\nu_{н}$, $Re_{н}$ берутся при давлении $\bar{P}_{n}$. Для этого пользуются графическими зависимостями $в_{н} = f(P)$, $\rho_{н} = f(P)$, $\nu_{н}(\mu_{н}) = f(P)$. Плотность воды $\rho_{в}$ может быть принята постоянной и независящей от давления.

5. Рассчитывается высота столба водонефтяной смеси Δh в «n»-ом интервале по формуле:

$$\Delta h_{n} = \frac{P_{n} - P_{n+1}}{g\rho_{вн.n}} = \frac{\Delta P}{g\rho_{вн.n}}. \qquad (6.385)$$

6. Строится кривая распределения давления $P = f(H)$. При давлениях $P < 0{,}4 \cdot P_{нас}$ (для точных расчетов при $P < P_{нас}$) расчет кривой распределения давления должен вестись в следующем порядке:

1) Выбирается шаг по давлению ΔP. Интервал ($0{,}4\ P_{нас} \div P$) или ($P_{нас} \div P$) разбивается на «n» участков с перепадом давлений ΔP (при

$n = 1$ $P_1 = 0{,}4P_{нас}$). Расчет ведется снизу вверх.

2) Рассчитывается среднее давление $\bar{P}_n$ в «n»-ом интервале по формуле (6.384).

3) По формулам (6.373) и (6.376) вычисляется $\rho_{вн.п}$. При этом $q_н$, $\rho_в$, $\rho_н$, $\nu_н$, $Re_н$ берутся при давлении $\bar{P}_n$ с использованием графических зависимостей $в_н = f(P)$, $\rho_н = f(P)$, $\nu_н = f(P)$.

4) Для среднего давления $\bar{P}_n$ с кривой $G_н = f(P)$ определяется $G_{ни}$, а с кривой $\rho_г = f(P) - \rho_{г.п}$.

5) Рассчитывается объемный расход газа V_n при давлении $\bar{P}_n$ и температуре $\bar{T}_n$

$$V_n = \frac{G_{он} q_н P_0 \bar{T}_n z}{\bar{P}_n T_0}. \qquad (6.386)$$

6) Рассчитывается плотность газожидкостной смеси на «n»-ом интервале $\rho_{см.п}$ по следующей формуле:

$$\rho_{см.п} = \rho_{вн.п}\left[1 - \frac{V_n}{\upsilon_0^c f}\left(1 - \frac{\rho_{г.п}}{\rho_{вн.п}}\right)\right], \qquad (6.387)$$

где υ_0^c — осредненная относительная скорость газовых пузырьков, м/с.

Эта величина может быть рассчитана по формуле (6.24).

7) Рассчитывается высота столба газожидкостной смеси $\Delta h'_n$ по формуле:

$$\Delta h'_n = \frac{P_n - P_{n+1}}{g\rho_{см.п}} = \frac{\Delta P}{g\rho_{см.п}}. \qquad (6.388)$$

8) Строится кривая распределения давления $P = f(H)$. Расчет ведется от $P_{заб}$ до $P_{пр}$.

6.25.3. СОВМЕСТНОЕ ДВИЖЕНИЕ ВОДЫ И НЕФТИ

А. Совместное движение воды и нефти при постоянстве массового водосодержания в любом элементе системы (при ненакоплении воды в скважине).

Плотность водонефтяной смеси в этом случае может быть рассчитана по следующей формуле:

$$\rho_{вн} = \frac{\overline{\upsilon}_{он} f(\rho_в + \rho_н) - (q_н + q_в)\ (\rho_в - \rho_н) +}{2\overline{\upsilon}_{он} f} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{+\sqrt{\left[\overline{\upsilon}_{он} f(\rho_в + \rho_н) - (q_н + q_в)\ (\rho_в - \rho_н)\right]^2 -}}{2\overline{\upsilon}_{он} f} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\overline{-4\overline{\upsilon}_{он} f\ \left[\overline{\upsilon}_{он} f \rho_в \rho_н - (q_н \rho_н + q_в \rho_в)\ (\rho_в - \rho_н)\right]}}{2\overline{\upsilon}_{он} f}, \qquad (6.389)$$

где $\overline{\upsilon}_{он}$ — осредненная относительная скорость массы капель нефти в движущейся жидкости, м/с;

$q_в$ — объемный расход воды, м^3/с.

Экспериментальные исследования по совместному движению дизельного топлива с пресной и минерализованной (пластовой водой), трансформаторного масла с пресной водой, а также пресной и пластовой воды с нефтью показали: относительная осредненная скорость движения капель дисперсной фазы зависит от ее концентрации. На основании обработкн и обобщення указанных исследований для приближенного вычисления $\overline{\upsilon}_{он}$ можно предложить следующую формулу, учитывающую влняние концентрации дисперсной фазы иа осредненную относительную скорость капель:

$$\overline{\upsilon}_{он} = 1{,}63 e^{-24\overline{\upsilon}_ф} \sqrt[4]{\frac{g(\rho_в - \rho_н)\sigma}{\rho_{ср}^2}}. \qquad (6.390)$$

При объемном расходном водосодержании $B_{ор} < 0{,}5$ $\rho_{ср} = \rho_н$, а $\overline{\upsilon}_ф = \overline{\upsilon}_в$; при $B_{ор} > 0{,}5$ $\rho_{ср} = \rho_в$, а $\overline{\upsilon}_ф = \overline{\upsilon}_н$. Приведенные скорости движения воды $\overline{\upsilon}_в$ и нефти $\overline{\upsilon}_н$ рассчитываются по формуле (6.375). При приведенной скорости дисперсной фазы $\overline{\upsilon}_ф > 0{,}15$ м/с относительная скорость движения фаз $\overline{\upsilon}_{он}$ стремится к нулю.

Для расчета $\rho_{вн}$ может быть использовано и уравнение (6.376). В этом случае для вычисления $\varphi_н$ в фуикции $Re_н$ предлагаются следующие зависимости, полученные на основании обработки результатов экспериментальных исследований движения воды, дизельиого топлива, трансформаторного масла и нефти в области приведенной скорости нефти от 0,01 до 0,122 м/с при объемном расходном нефтесодержании от 0,06 до 0,91:

при $0 \le \mathrm{Re}_{н} \le 200$

$$\varphi_{н} = 0,0048\,\mathrm{Re}_{н}\left(1 - B_{ор}\right), \tag{6.391}$$

при $200 \le \mathrm{Re}_{н} \le 1600$

$$\varphi_{н} = \left(0,9433 + 35,4 \cdot 10^{-6}\,\mathrm{Re}_{н}\right)\left(1 - B_{ор}\right). \tag{6.392}$$

При совместном движении воды и нефти (с постоянным массовым водосодержанием) критическое число Рейнольдса по нефти составляет $\mathrm{Re}_{н.кр} = 200$, а предельное — $\mathrm{Re}_{н.пр} = 1600$ ($\varphi_{н} = 1$; $\rho_{вн} = \rho_{н}$).

Обработка вышеуказанных экспериментальных исследований позволяет найти взаимосвязь между относительной скоростью одиночных капель, объемной расходной обводненностью $B_{ор}$ и истинным нефтесодержанием $\varphi_{н}$ со средней приведеиной скоростью водонефтяного потока $\bar{\upsilon}_{вн}$ в следующем виде:

$$\bar{\upsilon}_{вн} = \frac{1,63\sqrt[4]{\dfrac{g\left(\rho_{в} - \rho_{н}\right)\ \sigma}{\rho_{ср}^{2}}}\varphi_{н}\left(1 - \varphi_{н}\right)}{\left(1 - B_{ор}\right) - \varphi_{н}}\left\{1,84\sqrt{\left[\pm\left(\varphi_{н} - 0,5\right)^{3}\right]} + 0,35\right\}, \tag{6.393}$$

где

$$\bar{\upsilon}_{вн} = \frac{q_{в} + q_{н}}{f}\ . \tag{6.394}$$

Б. Совместное движение воды и нефти при переменном массовом водосодержании в некоторых элементах системы (в интервале «забой—прием» имеется вода, которая не выносится полностью на поверхность).

С физической точки зрения этот случай может быть представлен как совокупность барботажа и совместного движения воды и нефти. При этом водонефтяной поток движется с постоянным массовым водосодержанием через часть поперечного сечения колонны; другая же часть сечения занята водой, которая не участвует в движении. В большинстве случаев при таком механизме движения водонефтяной смеси работают обводненные скважины в интервале от забоя до приема погружного оборудования, а также при накоплении воды, когда скорость восходящего потока иедостаточна для ее полного выноса (иенакопления).

В этом случае плотность водонефтяной смеси в интервале «забой—прием» не может быть рассчитана по вышеприведенным формулам.

Рассмотрим скважину глубиной $L_{с}$, в которую спущены насосно-компрессорные трубы (лифт) длиной H, прнчем $H < L_{с}$. Интер-

вал от забоя скважины до приема погружного оборудования ($L_c - H$) заполнен водой.

В данном случае при поступлении нефти из пласта в скважину и капельном ее движении в интервале ($L_c - H$) происходит механическое вытеснение воды независимо от расхода нефти.

При установившемся режиме работы системы «пласт—скважина—лифт» массовый расход жидкости (флюида) в поверхностных условиях равен массовому притоку ее из пласта.

Объем лифта $V_л$ равен:

$$V_л = 0,785 d^2 H , \qquad (6.395)$$

где d — внутренний диаметр лифта, м.

Объем скважины в интервале «забой—прием» V_c:

$$V_c = 0,785 D_c^2 (L_c - H). \qquad (6.396)$$

Рассмотрим количество массы жидкости в объеме лифта $V_л \rho_{вн}^л$ ($\rho_{вн}^л$ — плотность водонефтяной смеси в лифте, вычисляемая по формулам (6.376) или (6.389)), которое поступает на поверхность за время t. За это же самое время из пласта в скважину при установившемся режиме работы системы поступает такое же количество жидкости $V_л \rho_{вн}^л$.

Плотность водонефтяной смесн в скважине $\rho_{вн}^c$ (на участке «забой—прием») в этом случае равна:

$$\rho_{вн}^c = \frac{\rho_в (V_c - V_л) + V_л \rho_{вн}^л}{V_c}$$

или

$$\rho_{вн}^c = \rho_в - \frac{H}{(L_c - H)} \frac{d^2}{D_c^2} (\rho_в - \rho_{вн}^л). \qquad (6.397)$$

Для расчета $\rho_{вн}^c$ предварнтельно необходимо рассчитать $\rho_{вн}^л = \rho_{вн}$. Плотность водонефтяной смеси $\rho_{вн}$ рассчитывается по формулам (6.376) или (6.389). Затем для известных геометрических размеров скважины и лифта по формуле (6.397) рассчитывается $\rho_{вн}^c$.

Подставляя значение плотности $\rho_{вн}$ из уравнения (6.376) в (6.397), получим:

$$\rho_{вн}^c = \rho_в - \frac{H}{(L_c - H)} \frac{d^2}{D_c^2} \varphi_н (\rho_в - \rho_н). \qquad (6.398)$$

Анализ выражения (6.398) показывает, что плотность водонефтяной смеси на участке «забой—прием» в условиях неполного выноса (накопления) воды при капельном движении зависит не только от плотностей фаз и истинного нефтесодержания при полном выносе воды при совместном движении $\varphi_н$, но и от геометрических размеров лифта (d, H) и скважины ($D_с$, $L_с$).

Сопоставление зависимостей (6.376) и (6.398) позволяет записать следующее выражение:

$$\rho^{с}_{вн} = \rho_в - \varphi'_н(\rho_в - \rho_н), \tag{6.399}$$

где $\varphi'_н$ — истинное нефтесодержание для случая неполного выноса воды, определяемое так:

$$\varphi'_н = \varphi_н \frac{H}{(L_с - H)} \frac{d^2}{D_с^2}. \tag{6.400}$$

Из выражения (6.400) можно получить условие (необходимую глубину спуска лифта $H'_{сп}$), при котором вся вода глушения с участка «забой—прием» будет вынесена на поверхность (вода не накапливается в скважине) независимо от дебита скважины ($\varphi'_н = \varphi_н$):

$$H'_{сп} = \frac{D_с^2}{D_с^2 + d^2} L_с. \tag{6.401}$$

Как следует из выражения (6.397), накопления воды на участке «забой—прием» не будет при условии $\rho^{с}_{вн} = \rho^{л}_{вн}$, т.е. приходим к выражению (6.401).

Один из методов расчета плотности газонефтеводяной смеси изложен ранее (см. раздел 6.3.2).

Перед проведением расчетов кривой распределения давления на рассматриваемом участке проверяется выполнение условий ненакопления (выноса) воды.

Условия ненакопления воды:

I случай

$$\mathrm{Re}_н > \mathrm{Re}_{н.пр} = 1600 \tag{6.402}$$

вне зависимости от выполнения условия (6.401).

II случай

$$\left.\begin{aligned} &\mathrm{Re}_н < \mathrm{Re}_{н.пр} = 1600 \\ &H \geq H'_{сп} \end{aligned}\right\}. \tag{6.403}$$

Условия неполного выноса (накопления) воды:

$$\left.\begin{aligned} &\mathrm{Re}_{н} < \mathrm{Re}_{н.пр} = 1600 \\ &H < H'_{сп} \end{aligned}\right\}. \qquad (6.404)$$

Проверка основных расчетных зависимостей, а в целом и методов расчета процесса движения водонефтяных смесей на участке «забой—прием погружного оборудования», проведена по результатам промысловых исследований добывающих скважин глубинными манометрами.

Основные результаты обработки данных экспериментальных исследований представлены в табл. 6.6.

Как показывают расчеты, для скважин № 1805, 1802 и 1787 выполняется условие (6.401) — расчетная величина $H'_{сп}$ = 1529 м, т.е. при глубине спуска лифта больше этой величины накопления воды в скважине не происходит и плотность водонефтяной смеси в лифте и в скважине одинакова. Как видно из табл. 6.6, экспериментальные результаты подтверждают вышесказанное.

Для скважин № 737 и 762 условие (6.401) не выполняется — фактическая глубина спуска лифта 1200 м < 1529 м. Поэтому из скважины вся вода не выносится, плотность водонефтяной смеси в скважине больше плотности водонефтяной смеси в лифте.

Для скважин № 1619 и 941 условие (6.401) также не выполняется — фактическая глубина спуска лифта 1160 м и 1200 м меньше расчетной по (6.401) и равной 1586 м. В этих условиях невозможен полный вынос воды из скважины, что и подтверждают данные табл. 6.6.

Мы рассмотрели несколько различных механизмов движения смеси на участке «забой—прием». Расчет и построение кривых распределения давления $P = f(H)$ для этого участка могут быть выполнены исходя из предположения, что перепад давлений определяется, в основном, весом гидростатического столба смеси. При необходимости к этой составляющей баланса энергии могут быть добавлены потери на трение, вычисляемые по формуле Дарси—Вейсбаха. При этом в расчете может быть использована вязкость нефти $\mu_н$ и приведенная скорость движения смеси, вычисляемая по (6.375).

Одним из важных элементов изучаемой системы является прием погружного оборудования, который оказывает существенное влияние не только на работоспособность погружного оборудования, используемого для добычи нефти (насос, подъемник), но и

Таблица 6.6

Результаты обработки экспериментальных исследований движения водонефтяных смесей в добывающих скважинах Туймазинского нефтяного месторождения

№ скважины	Диаметр обсадной колонны, м Диаметр подъемника, м	Глубина спуска лифта, м	Дебит скважины, м³/сут	Объемная обводненность	Плотность воды, кг/м³	Расчетная плотность водонефтяной смеси в лифте, кг/м³	Расчетная плотность водонефтяной смеси в скважине, кг/м³	Экспериментальный градиент давления $\Delta P/\Delta H \cdot 10^{-4}$, МПа/м	Фиктивная* плотность водонефтяной смеси в скважине, кг/м³	Плотность водонефтяной смеси без учета скольжения фаз**, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1805ф	0,1503 0,0503	1580	26,27	0,0845	1190	848,5	848,5	86,25	862,5	837,5
1805ф	0,1503 0,0503	1580	17,19	0,176	1190	886	886	91,25	912,5	872,8
1802ф	0,1503 0,0503	До забоя	40,8	0,854	1010	984,6	984,6	103	1030	980
1802ф	0,1503 0,0503	До забоя	16,4	0,839	1010	997	997	103,22	1032	977
1787ф	0,1503 0,0503	До забоя	82,81	0,357	1174	937,1	937,1	94	940	936,7
737шгн	0,1503 0,0503	1200	14,1	0,086	1190	853,5	1060,6	113,75	1137,5	838,8
762шгн	0,1503 0,0503	1200	18,33	0,176	1190	885,85	1060,6	115	1150	872,8
1619шгн	0,1503 0,0403	1160	52,5	0,085	1100	831,8	1012,7	102,5	1025	830
941шгн	0,1503 0,0403	1200	16,93	0,229	1160	898	1104,7	113,5	1135	886,3

*Под фиктивной плотностью водонефтяной смеси понимается плотность, вычисленная по фактическому градиенту давления и включающая в себя потери на трение и скольжение.

**Плотность водонефтяной смеси, вычисляемая по уравнению $\rho_{вн} = \rho_к(1-B_{ор}) + \rho_в B_{ор}$.

определяет закон работы затрубного пространства скважины, зависящий от сепарации газа.

Рассмотрим основные закономерности естественной сепарации свободного газа у приема погружного оборудования и возможности их практического приложения.

6.26. ЕСТЕСТВЕННАЯ СЕПАРАЦИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА У ПРИЕМА ПОГРУЖНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Коэффициентом естественной сепарации свободного газа у приема погружного оборудования σ называется отношение объема (объемного расхода) газа, ушедшего в затрубное пространство $V_{зп}$ ($V_з$), к общему объему (объемному расходу) $V_г$ (V) газа у приема погружного оборудования при данных термодинамических условиях:

$$\sigma = \frac{V_{зп}}{V_г} = \frac{V_з}{V}. \qquad (6.405)$$

Сепарационные процессы у приема погружного оборудования определяют эффективность работы всех взаимосвязанных элементов системы «пласт—скважина—насос—подъемник—наземные коммуникации». Достаточно указать, что коэффициент сепарации определяет не только, например, эффективность работы глубинного насоса, но и работоспособность насосной установки в целом; характер распределения давления в насосно-компрессорных трубах и затрубном пространстве; целесообразность применения газосепараторов; оптимальную область применения хвостовиков, пульсацию и т.д. Кроме того, сепарация газа у приема погружного оборудования, как это будет показано ниже, приводит к изменению давления насыщения.

В настоящее время в связи с оптимизацией работы нефтяных скважин, погружного и наземного оборудования вопрос расчета сепарационных процессов у приема погружного оборудования приобретает особую актуальность.

Несмотря на то, что известно значительное количество работ, посвященных сепарации газа, до последнего времени не имелось научно обоснованных и экспериментально проверенных зависимостей, позволяющих рассчитывать коэффициент сепарации у приема различного погружного оборудования. Более того, физическая сущность процесса сепарации понималась различными авторами по-разному. Одни авторы считали, что процесс сепарации зависит только от геометрических характеристнк приема и скважины (диаметр скважины),

другие доказывали, что на процесс сепарации влияют не только геометрические характеристики, но и технологические параметры (дебит жидкости, относительная скорость газовой фазы). Последующие работы показали, что коэффициент сепарации газа определяется не только газосодержанием и геометрическими размерами скважины и приемного устройства, но и параметрами, характеризующими газожидкостную смесь: относительной скоростью газа в жидкости, объемными расходами жидкой и газовой фаз, структурой газожидкостной смеси. Кроме того, на численное значение коэффициента сепарации влияют конструктивное оформление приемного устройства и характер движения смеси в области приемного устройства.

Рассмотрим процесс движения газожидкостной смеси в условиях различных конструкций приемных устройств различного погружного оборудования при установившейся работе системы «пласт—скважина—насос—подъемник—наземные коммуникации». Рассмотрение существующих и возможных конструкций приемных устройств погружного оборудования с точки зрения движения газожидкостной смеси в области этих устройств позволяет выделить две схемы движения смеси (рис. 6.41):

а. Движение в круглой трубе (обсадной колонне) перед условно-осевым входом в прием погружного оборудования (башмак фон-

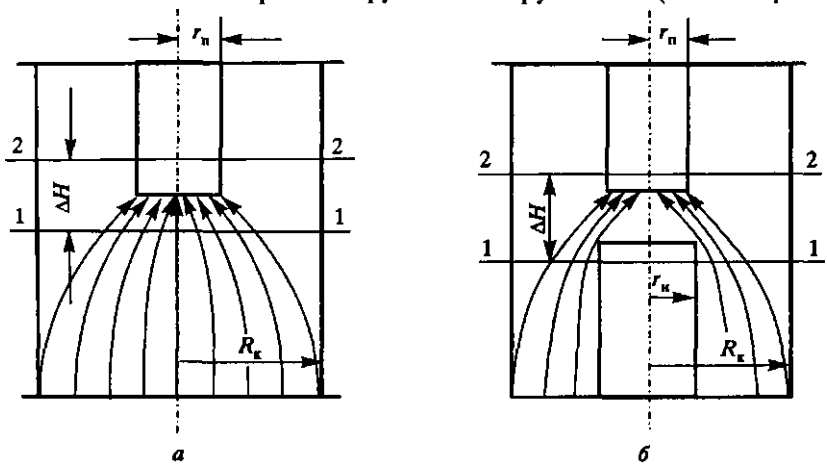


Рис. 6.41. Схематизация движения продукции скважины в области приемных устройств:

а — условно-осевой вход продукции в прием погружного оборудования; б — условно-радиальный вход продукции в прием погружного оборудования

танного или компрессорного лифта, прием штангового глубинного насоса и др.).

б. Движение в кольцевом зазоре между обсадной колонной и корпусом одного из элементов погружного оборудования перед условно-радиальным входом в прием погружного оборудования (прием погружного центробежного электронасоса).

Анализируя представленные схемы движения газожидкостной смеси, можно заметить, что принципиальной разницы в траекториях движения флюидов в рассматриваемых приемных устройствах не существует. Указанное обстоятельство позволяет предложить, во-первых, единую теорию сепарации газа у приема погружного оборудования независимо от его конструктивных особенностей и, во-вторых, универсальную схему получения аналитических зависимостей коэффициента сепарации.

Таким образом, независимо от конструктивного оформления приемного устройства погружного оборудования, применяемого в настоящее время или которое может быть применено в будущем, единственным отличием в процессе движения газожидкостной смеси является то, откуда поступает смесь в приемное устройство:

из трубы круглого или любого другого сечения (рис. 6.41а);

из кольцевого или любой другой формы зазора (рис. 6.41б).

6.26.1. ВЫВОД УРАВНЕНИЙ КОЭФФИЦИЕНТА СЕПАРАЦИИ ГАЗА

Первый способ

Рассмотрим схему процесса движения смеси, представленную на рис. 6.42. Сделаем следующие допущения:

1. Поток газожидкостной смеси ниже приема погружного оборудования установившийся, осесимметричный и струйный.

2. Газовые пузырьки распределены в потоке равномерно, а относительная скорость их, так же, как и газосодержание, постоянны.

3. Пренебрегаем потерями на трение.

4. Распределение скоростей в области приемного устройства аналогично таковому для пространственного радиально-сферического потока.

Истинная радиальная скорость жидкости υ_R (представляя приемное устройство в виде точечного стока в точке 0) в пространственном радиально-сферическом потоке равна:

$$\upsilon_R = \frac{Q}{4\pi R^2 (1-\varphi)}, \qquad (6.406)$$

где Q — дебит точечного стока, м³/с;

R — радиус сферы, м;

φ — истинное газосодержание.

Уравнение (6.406), записанное в цилиндрических координатах, будет таким:

$$\upsilon_R = \frac{Q}{4\pi\left(y^2 + r^2\right)(1-\varphi)}, \qquad (6.407)$$

т.е. в цилиндрических координатах уравнение поля скоростей частичек жидкости представляется прямыми линиями.

Для получения уравнения траекторий частиц жидкости запишем проекции радиальной скорости υ_R на оси координат:

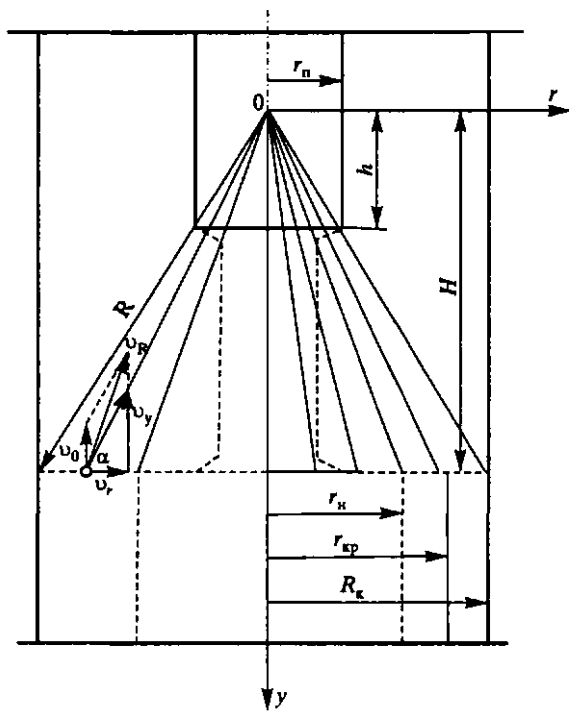


Рис. 6.42. Схема процесса движения продукции скважины в прием погружного оборудования

$$\left.\begin{aligned} \upsilon_y &= \upsilon_R \sin\alpha = \frac{Q \cdot y}{4\pi\left(y^2 + r^2\right)R(1-\varphi)} = \frac{Q \cdot y}{4\pi\left(y^2 + r^2\right)^{3/2}(1-\varphi)} \\ \upsilon_r &= \upsilon_R \cos\alpha = \frac{Q \cdot r}{4\pi\left(y^2 + r^2\right)R(1-\varphi)} = \frac{Q \cdot r}{4\pi\left(y^2 + r^2\right)^{3/2}(1-\varphi)} \end{aligned}\right\}. \quad (6.408)$$

Можно показать, что:

$$\frac{dy}{dr} = \frac{\upsilon_y}{\upsilon_r}. \quad (6.409)$$

Подставляя значения υ_y и υ_r из (6.408) в (6.409), получаем:

$$\frac{dy}{y} = \frac{dr}{r}. \quad (6.410)$$

Интегрируя (6.410), получим:

$$y = C_1 r, \quad (6.411)$$

где C_1 — постоянная интегрирования.

Выражение (6.411) является уравнением пучка прямых, проходящих через точку 0 (уравнение траекторий струек жидкости).

Дифференциальное уравнение траекторий движения газовых пузырьков в потоке жидкости записывается в следующем виде:

$$\frac{dy}{dr} = \frac{\upsilon_y + \upsilon_0}{\upsilon_r}, \quad (6.412)$$

где υ_0 — относительная скорость движения газовых пузырьков в потоке жидкости в области приема, м/с.

Подставляя выражения υ_y и υ_r из (6.408) в (6.412) после преобразований, получим:

$$\frac{dr}{dy} = \frac{r}{y + в\left(y^2 + r^2\right)^{3/2}}, \quad (6.413)$$

где

$$в = \frac{4\pi\upsilon_0(1-\varphi)}{Q}. \quad (6.414)$$

Граничными условиями для уравнения (6.413) являются:

$$\left.\begin{aligned} y_0 &= h \\ r_0 &= r_н \\ y &= H \end{aligned}\right\}. \quad (6.415)$$

Уравнение (6.413) является дифференциальным уравнением траекторий газовых пузырьков в потоке жидкости.

Для численного решения (6.413) введем следующие безразмерные переменные:

$$\left.\begin{aligned}\overline{y} &= \frac{y}{H}\\ \overline{r} &= \frac{r}{R_к}\end{aligned}\right\}. \qquad (6.416)$$

Для новых переменных (6.416) уравнение (6.413) запишем в виде:

$$\frac{d\overline{r}}{d\overline{y}} = \frac{\overline{r}}{\overline{y} + a\left(\overline{y}^2 + C\overline{r}^2\right)^{3/2}}, \qquad (6.417)$$

где

$$\left.\begin{aligned}a &= вH^2\\ C &= \left(\frac{R_к}{H}\right)^2\end{aligned}\right\}. \qquad (6.418)$$

Граничными условиями для уравнения (6.417) являются:

$$\left.\begin{aligned}\overline{y}_0 &= \frac{y}{H} = \frac{r_н}{R_к}\\ \overline{r}_0 &= \frac{r_н}{R_к}\\ \overline{y}_к &= 1\end{aligned}\right\}. \qquad (6.419)$$

Таким образом, решение уравнения (6.417) является функцией граничных условий (6.419) и безразмерных параметров «*a*» и «*C*» (6.418).

Численное решение (6.417) показывает, что в первом приближении отношение критического радиуса $r_{кр}$ (см. рис. 6.42) к радиусу колонны $R_к$ не зависит от «*C*». Под критическим радиусом понимается такой радиус, который делит поток газожидкостной смеси в области приемного устройства на две зоны. Газ из зоны, ближней к оси колонны, попадает в прием погружного оборудования. Из другой зоны газ, минуя прием погружного оборудования, сепарируется в затрубное пространство.

Поэтому, полагая $C=0$, уравнение (6.417) перепишем в виде

$$\frac{d\bar{r}}{d\bar{y}} = \frac{\bar{r}}{\bar{y} + a\bar{y}^3}. \tag{6.420}$$

Интегралом выражения (6.420) является:

$$\bar{r} = \left(\frac{a\bar{y}^3}{1 + a\bar{y}^2} \right)^{1/2} C_2, \tag{6.421}$$

где C_2 — постоянная интегрирования.

Используя граничные условия (6.419), получаем частное решение (6.420) в виде:

$$\bar{r} = \sqrt{\frac{\bar{y}^2}{1 + a\bar{y}^2} \cdot \left[1 + a\left(\frac{r_{\text{п}}}{R_{\text{к}}} \right)^2 \right]}, \tag{6.422}$$

или, вводя критический радиус $r_{\text{кр}}$, из (6.422) получаем для $\bar{y}_{\text{к}} = 1$:

$$\bar{r}_{\text{кр}} = \frac{r_{\text{кр}}}{R_{\text{к}}} = \sqrt{\frac{1 + a\left(\frac{r_{\text{п}}}{R_{\text{к}}} \right)^2}{1 + a}}. \tag{6.423}$$

Для условно-осевого входа газожидкостной смеси в прием погружного оборудования коэффициент сепарации газа, выраженный через критический радиус $r_{\text{кр}}$, может быть записан в следующем виде:

$$\sigma = \sigma_0 \frac{1 - \bar{r}_{\text{кр}}^2}{1 - \bar{r}_0^2}, \tag{6.424}$$

где σ_0 — коэффициент сепарации для случая $q = 0$ и определяемый из соотношения:

$$\sigma_0 = \frac{f_{\text{з}}}{f_{\text{к}}} = 1 - \left(\frac{r_{\text{п}}}{R_{\text{к}}} \right)^2, \tag{6.425}$$

$f_{\text{з}}$ — площадь поперечного сечения затрубного пространства

$$f_{\text{з}} = \pi\left(R_{\text{к}}^2 - r_{\text{п}}^2 \right),$$

$f_{\text{к}}$ — площадь поперечного сечения колонны радиуса $R_{\text{к}}$.

Подставляя $\overline{r}_{кр}$ из (6.423) в (6.424) и учитывая, что $\overline{r}_0 = \frac{r_п}{R_к}$, получим:

$$\sigma = \sigma_0 \frac{1}{1+1/a}. \qquad (6.426)$$

Переходя от представления приемного устройства в виде точечного стока с дебитом Q к реальному приемному устройству с дебитом скважины q, безразмерный параметр «a» из (6.418) с учетом (6.414) получим в виде:

$$a = \frac{\pi R_к^2 \upsilon_0 (1-\varphi)}{q(R_к/2H)^2}. \qquad (6.427)$$

Подставляя значение (6.427) в (6.426), получим:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{1+\frac{q}{\upsilon_0 f_к}\frac{(R_к/2H)^2}{(1-\varphi)}}. \qquad (6.428)$$

О.М. Юсупов получил аналитическую зависимость для коэффициента сепарации в следующем виде:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{1+\frac{1}{(\rho_{см}/\rho)}\frac{q}{\upsilon_0 f_к}}, \qquad (6.429)$$

где $\rho_{см}/\rho$ — относительная плотность смеси на уровне приема погружного оборудования.

Пренебрегая массой газа, запишем $\rho_{см}/\rho = (1-\varphi)$.

Таким образом, зависимость (6.429) приводится к виду:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{1+\frac{q}{\upsilon_0 f_к}\frac{1}{(1-\varphi)}}. \qquad (6.430)$$

Для условно-радиального входа газожидкостной смеси в прием погружного оборудования коэффициент сепарации газа, выраженный через критический радиус $r_{кр}$, может быть записан в следующем виде ($\sigma_0 = 1$):

$$\sigma = \frac{1}{1+1/a}. \qquad (6.431)$$

Переходя от представления приемного устройства в виде точечного стока с дебитом Q к реальному приемному устройству с дебитом скважины q, безразмерный параметр «a» из (6.418) с учетом (6.414) получим в виде:

$$a = \frac{\pi\left(R_к^2 - r_н^2\right)\upsilon_0\,(1-\varphi)}{q\left[\left(\frac{R_к}{2H}\right)^2 - \left(\frac{r_н}{2H}\right)^2\right]}. \qquad (6.432)$$

Тогда выражение (6.431) с учетом (6.432) будет:

$$\sigma = \frac{1}{1 + \frac{q}{\upsilon_0 f_з'}\,\frac{\left[(R_к/2H)^2 - (r_н/2H)^2\right]}{(1-\varphi)}}, \qquad (6.433)$$

где $f_з'$ — площадь поперечного сечения пространства между обсадной колонной и корпусом насоса, равная

$$f_з' = \pi\left(R_к^2 - r_н^2\right), \qquad (6.434)$$

$r_н$ — наружный радиус погружного насоса.

Так как в условиях реальных скважин невозможно определить параметры φ и H, входящие в теоретические зависимости (6.428) и (6.433) (а также невозможно их рассчитать), то практический интерес представляет экспериментальная оценка численных величин сомножителей $\left[(R_к/2H)^2 - (r_н/2H)^2\right]/(1-\varphi)$ и $(R_к/2H)^2/(1-\varphi)$.

Из сравнения этих сомножителей, во-первых, следует, что при прочих равных условиях численное значение сомножителя $(R_к/2H)^2/(1-\varphi)$ может быть больше, чем сомножителя $\left[(R_к/2H)^2 - (r_н/2H)^2\right]/(1-\varphi)$. Во-вторых, рассмотрение реальных поперечных размеров добывающих скважин и погружного оборудования позволяет сделать предположение о том, что численные значения рассматриваемых сомножителей будут зависеть от способа эксплуатации скважины, определяющего особенности движения ее продукции в области приемного устройства.

Второй способ

Рассмотрим схемы, представленные на рис. 6.41. Выделим в области приемных устройств два сечения, отстоящие друг от друга на

величину ΔH. При этом, сечение 1—1 находится в зоне до входа в приемное устройство, а сечение 2—2 — в зоне после входа в приемное устройство.

Для условно-осевого входа (рис. 6.41а) относительную плотность газожидкостной смеси до входа ее в приемное устройство (сечение 1—1) можно рассчитать следующим образом:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} = \frac{\upsilon_0 f_к - V - q + \sqrt{(\upsilon_0 f_к - V - q)^2 + 4\upsilon_0 f_к q}}{2\upsilon_0 f_к}, \qquad (6.435)$$

где $f_к$ — площадь поперечного сечения эксплуатационной колонны радиусом $R_к$, м^2;

υ_0 — осредненная относительная скорость газовых пузырьков перед входом в приемное устройство, м/с.

В сечении 2—2 для затрубного пространства относительную плотность смеси можно рассчитать по следующей формуле, пренебрегая массой газа (см. следующие разделы):

$$\frac{\rho_{см}^{затр}}{\rho_{ж}} = 1 - \frac{V_з}{\overline{\upsilon}_0^c f_з}, \qquad (6.436)$$

где $\overline{\upsilon}_0^c$ — осредненная относительная скорость газовых пузырьков в неподвижной жидкости (истинная скорость газа) м/с, которая может быть рассчитана по формуле (6.24);

$V_з$ — объемный расход газа через затрубное пространство, м^3/с.

Отсутствие скачка давления в области приемного устройства и то, что расстояние ΔH пренебрежимо мало (составляет на практике от нескольких см до нескольких десятков см) в сравнении с глубиной спуска оборудования (глубиной скважины), позволяет записать следующее равенство:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_{ж}} = \frac{\rho_{см}^{затр}}{\rho_{ж}}. \qquad (6.437)$$

Используя (6.435) и (6.436) с учетом (6.405), равенство (6.437) запищем:

$$\frac{\upsilon_0 f_к - V - q + \sqrt{(\upsilon_0 f_к - V - q)^2 + 4\upsilon_0 f_к q}}{2\upsilon_0 f_к} = 1 - \frac{V\sigma}{\overline{\upsilon}_0^c f_з},$$

откуда после необходимых преобразований и сокращений получаем:

$$\sigma = \frac{f_з}{f_к}\frac{\overline{\upsilon}_0^c}{\upsilon_0}\frac{\left[\upsilon_0 f_к - V - q + \sqrt{(\upsilon_0 f_к - V - q)^2 + 4\upsilon_0 f_к q}\right]}{2V}. \qquad (6.438)$$

Для условно-радиального входа (рис. 6.40 б) относительная плотность смеси до входа ее в приемное устройство (сечение 1—1) выражается зависимостью:

$$\frac{\rho_{см}}{\rho_ж} = \frac{\upsilon_0 f_з' - V - q + \sqrt{(\upsilon_0 f_з' - V - q)^2 + 4\upsilon_0 f_з' q}}{2\upsilon_0 f_з'}. \qquad (6.439)$$

Используя (6.436), (6.437) и (6.439), получим:

$$\sigma = \frac{\overline{\upsilon}_0^c}{\upsilon_0}\frac{\left[\upsilon_0 f_з' - V - q + \sqrt{(\upsilon_0 f_з' - V - q)^2 + 4\upsilon_0 f_з' q}\right]}{2V}. \qquad (6.440)$$

Сравнивая выражения (6.438) и (6.440), видим, что коэффициент сепарации для условно-осевого входа отличается от коэффициента сепарации для условно-радиального входа численными значениями $f_к$ и $f_з'$, а также численным значением σ_0. Для условно-осевого входа $\sigma_0 = f_з/f_к$, а для условно-радиального $\sigma_0 = 1$.

Кроме того, как это следует из (6.438) и (6.440), коэффициент сепарации, независимо от характера входа газожидкостной смеси в приемное устройство, определяется при прочих равных условиях отношением осредненных относительных скоростей газовых пузырьков в неподвижной жидкости $\overline{\upsilon}_0^c$ и в движущейся жидкости перед входом в приемное устройство υ_0.

П.Д. Ляпковым для приема ЭЦН была получена зависимость следующего вида:

$$\sigma = \frac{1}{1 + \dfrac{q}{\upsilon_0 f_з'}\dfrac{1}{(1-\varphi)}}. \qquad (6.441)$$

В более поздней работе этого же автора расчетная зависимость для коэффициента сепарации у приема ЭЦН была дана в следующем виде:

$$\sigma = \frac{1}{1 + 0{,}52 \dfrac{q}{\upsilon_0 f_з'} \dfrac{1}{(1 - 0{,}06\beta_{вх})}}, \qquad (6.442)$$

где $\beta_{вх}$ — объемное расходное газосодержание в стволе скважины непосредственно перед входом в насос, определяемое так:

$$\beta_{вх} = \frac{V_{г.вх}}{q_{ж.вх} + V_{г.вх}}, \qquad (6.443)$$

$V_{г.вх}$ — полный объемный расход свободного газа через поперечное сечение $f_з$ кольцевого пространства скважины.

На основании обработки результатов экспериментальных исследований П.Д. Ляпков и А.С. Гуревич дают следующую расчетную зависимость для коэффициента сепарации у приема ЭЦН:

$$\sigma = \frac{1}{1 + 0{,}6 \dfrac{q}{\upsilon_0 f_з'}}. \qquad (6.444)$$

Таким образом, существует несколько формул для расчета σ, но все они дают различные результаты.

С целью получения численных значений сомножителей, входящих в знаменатель выражений (6.428) и (6.433), для различных способов эксплуатации был выполнен цикл экспериментальных исследований в лабораторных и промысловых условиях, а также сделана обработка данных экспериментальных исследований других авторов.

6.26.2. РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССА СЕПАРАЦИИ ГАЗА

Экспериментальные исследования проводились как в лабораторных, так и промысловых условиях. В лабораторных условиях изучалась сепарация газа для способов добычи нефти, характеризующихся непрерывным поступлением продукции скважины в приемное устройство (фонтанная эксплуатация и эксплуатация скважин УЭЦН). Для этого в лаборатории технологии и техники добычи нефти кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений МИНХ и ГП им. И.М. Губкина была спроектирована и изготовлена специальная экспериментальная установка, результаты исследования на которой используются ниже. Параллельно с лабораторным

изучением проводились промысловые исследования процесса сепарации газа как у приема погружных центробежных электронасосов (непрерывное поступление продукции скважины в приемное устройство), так и штанговых глубинных насосов (периодическое поступление продукции скважины в приемное устройство, обусловленное принципом работы используемых в настоящее время штанговых насосов). Исследования выполнены на Туймазинском, Шкаповском и Арланском нефтяных месторождениях Башкирии. Кроме собственных исследований автора, обработаны результаты экспериментальных исследований В.С. Линева на Ромашкинском месторождении, О.М. Юсупова на Арланском месторождении, О.Г. Гафурова на Шкаповском месторождении и лабораторных исследований П.Д. Ляпкова. Основные данные по результатам промысловых исследований приведены в табл. 6.7.

Обработка результатов исследований проводилась в координатах $\sigma/\sigma_0 = f(q/\upsilon_0 f)$ для различных способов эксплуатации.

На рис. 6.43, 6.44 и 6.45 представлены результаты обработки экспериментальных исследований соответственно для башмака фонтанного лифта, приема ШГН и приема ЭЦН.

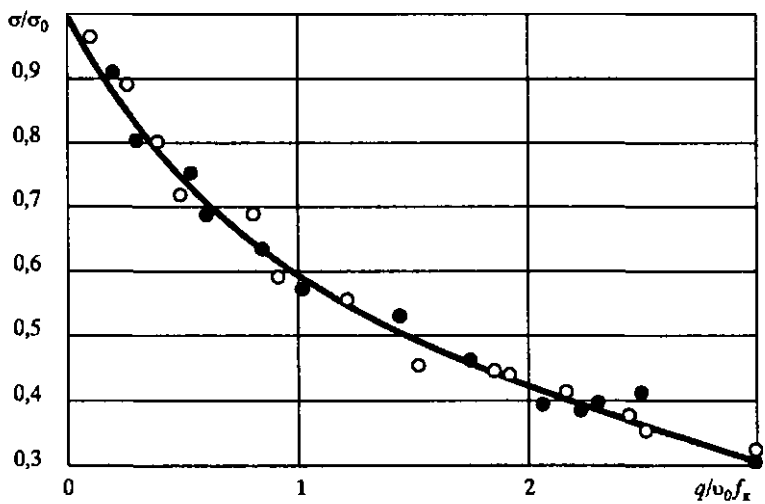


Рис. 6.43. Экспериментальная зависимость $\sigma/\sigma_0 = f(q/\upsilon_0 f_к)$ для башмака фонтанного лифта:

○ — σ_0 = 0,71; ● — σ_0 = 0,87

Таблица 6.7

Основные результаты исследования коэффициента сепарации газа у приема погружного оборудования добывающих скважин

№ п/п	№ скважины	Типоразмер насоса	Диаметр обсадной колонны, м	Диаметр НКТ, м	Глубина спуска насоса, м	Давление на приеме, МПА	Дебит жидкости, $м^3$/сут	Объемная обводненность, д. е. (доли единицы)	Коэффициент сепарации газа	Относительная скорость газовой фазы в области приема, м/с
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**
Туймазинское месторождение										
1	1090	НГН2-43	0,168	0,060	1205	6,45	7,8	0,466	0,88	0,105
2	449	НГН2-56	0,168	0,060	1190	0,8	17,2	0,15	0,52	0,013
3	874	НГН2-56	0,168	0,060	1052	5,7	29,7	0,80	0,80	0,157
4	365	НГН2-56	0,168	0,060	1050	4,4	53,6	0,015	0,31	0,021
5	1090	НГН2-43	0,168	0,060	1205	6,7	20,3	0,70	0,81	0,145
6	75	НГН2-43	0,168	0,060	1150	6,55	3,96	0,30	0,79	0,015
7	968	НГН2-43	0,168	0,060	1136	1,55	25,0	0,02	0,50	0,020
8	24	НГН2-43	0,168	0,060	1040	5,25	6,0	0,32	0,68	0,014
9	1623	ЭЦН-5-200	0,146	0,048	1043	2,38	78,0	0,82	0,54	0,13
10	1428	ЭЦН-6-100	0,168	0,048	1428	1,95	71,0	0,73	0,70	0,20
11	77	ЭЦН-5-130	0,168	0,060	1434	2,54	140,0	0,83	0,64	0,234
12	1373	ЭЦН-5-200	0,146	0,048	1270	4,8	105,0	0,70	0,43	0,176
13	151А	ЭЦН-6-250	0,168	0,060	1158	4,43	249,0	0,75	0,35	0,175
14	1558	ЭЦН-6-350	0,178	0,060	1263	6,53	281,0	0,80	0,37	0,216
15	783	ЭЦН-5-80	0,168	0,060	1316	3,10	55,0	0,76	0,81	0,165

Продолжение таблицы 6.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	1410	ЭЦН-5-200	0,146	0,048	1364	6,03	204,0	0,91	0,32	0,155
17	128	ЭЦН-6-350	0,168	0,060	1300	7,95	321,0	0,87	0,26	0,150
18	336	ЭЦН-6-250	0,168	0,048	1102	3,59	185,0	0,33	0,12	0,032
19	1089	ЭЦН-6-100	0,168	0,048	1328	3,80	107,5	0,85	0,66	0,197
20	1411	ЭЦН-5-80	0,146	0,048	1301	4,26	94,0	0,83	0,68	0,218
21	116	ЭЦН-6-100	0,168	0,060	1388	4,70	144,5	0,96	0,50	0,180
22	296	ЭЦН-5-130	0,168	0,060	1322	7,02	136,0	0,60	0,44	0,130
23	377	ЭЦН-6-250	0,168	0,060	1294	6,57	286,0	0,84	0,36	0,20
24	1709	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	1325	3,50	146,5	0,82	0,52	0,214
25	664	ЭЦН-6-160	0,168	0,048	1279	5,40	152,0	0,81	0,45	0,150
Арланское месторождение										
26	405	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	911	5,52	104,8	0,39	0,11	0,019
27	46	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	1100	1,94	82,0	0	0,19	0,031
28	46	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	1100	2,03	77,7	0	0,18	0,028
29	46	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	1100	1,76	69,3	0	0,16	0,022
30	46	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	1100	2,07	76,0	0	0,22	0,034
Шкаповское месторождение										
31	634	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	980	3,06	98,0	0	0,27	0,058
32	460	ЭЦН-5-200	0,146	0,048	980	3,50	203,0	0	0,08	0,028
33	460	ЭЦН-5-200	0,146	0,048	980	3,73	181,0	0	0,07	0,022
34	460	ЭЦН-5-200	0,146	0,048	980	4,00	163,0	0	0,06	0,013
35	460	ЭЦН-5-200	0,146	0,048	980	4,86	135,0	0	0,04	0,009

Окончание таблицы 6.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ромашкинское месторождение (данные В.С. Линева)										
36	395	ЭН-95-800	0,168	0,048	1402	4,92	85	0	0,17	0,024
37	395	ЭН-95-800	0,168	0,048	1202	3,57	77,1	0	0,23	0,032
38	395	ЭН-95-800	0,168	0,048	857	1,70	51,3	0	0,29	0,028
39	395	ЭН-95-800	0,168	0,048	714	1,24	30,8	0	0,39	0,025
40	696	ЭН-95-800	0,168	0,060	1086	5,91	209,4	0	0,09	0,029
41	696	ЭН-95-800	0,168	0,060	884	4,25	189,0	0	0,12	0,036
42	696	ЭН-95-800	0,168	0,060	665	3,17	132,0	0	0,18	0,041
Шкаповское месторождение (данные О.Г. Гафурова)										
43	732	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	-	5,83	113,0	0,20	0,112	0,016
44	732	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	-	6,18	67,8	0,20	0,205	0,023
45	732	ЭЦН-5-130	0,146	0,048	-	6,79	51,6	0,20	0,271	0,026
Арланское месторождение (данные О.М. Юсупова)										
46	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	1,825	47,2	0	0,27	0,021
47	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	2,18	19,5	0	0,32	0,011
48	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	2,14	15,2	0	0,39	0,014
49	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	1,89	32,0	0	0,28	0,015
50	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	2,04	21,9	0	0,34	0,014
51	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	2,065	6,74	0	0,46	0,008
52	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	1,98	9,55	0	0,43	0,010
53	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	1,94	11,2	0	0,38	0,009
54	3294	НГН2-56	0,146	0,048	-	1,88	30,4	0	0,26	0,012

На основании полученных экспериментальных зависимостей рассчитаны числовые значения сомножителей, входящих во вторые слагаемые знаменателя аналитических зависимостей (6.428) и (6.433). С учетом этого указанные зависимости можно переписать в следующем виде:

для башмака фонтанного лифта:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{1 + 0{,}7\dfrac{q}{\upsilon_0 f_к}}; \qquad (6.445)$$

для приема ШГН:

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{1 + 1{,}05\dfrac{q}{\upsilon_0 f_к}}; \qquad (6.446)$$

для приема ЭЦН:

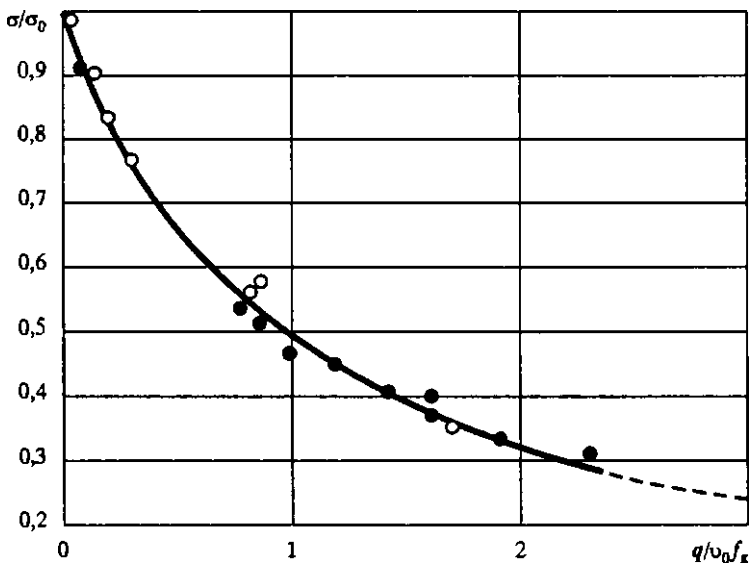


Рис. 6.44. Экспериментальная зависимость $\sigma/\sigma_0 = f(q/\upsilon_0 f_к)$ для приема ШГН: ○ — эксперименты автора, $\sigma_0 = 0{,}71$; ● — эксперименты О.М. Юсупова, $\sigma_0 = 0{,}87$

$$\sigma = \frac{\sigma_0}{1 + 0{,}75 \dfrac{q}{\upsilon_0 f_э'}}. \qquad (6.447)$$

Данные зависимости могут быть рекомендованы для практического использования при эксплуатации добывающих скважин.

6.26.3. НЕКОТОРЫЕ ПРАКТИЧЕСКИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ СЕПАРАЦИИ СВОБОДНОГО ГАЗА

На современном этапе развития нефтепромысловой науки знание законов сепарации газа у приема погружного оборудования позволяет решать целый ряд важнейших практических задач.

1. В условиях однотрубной герметизированной системы сбора продукции скважин существенно усложнился контроль за изменением режима работы добывающих скважин (а в ряде случаев такой контроль вообще невозможен). Располагая сведениями о коэффициенте сепарации газа у приема погружного оборудования и заме-

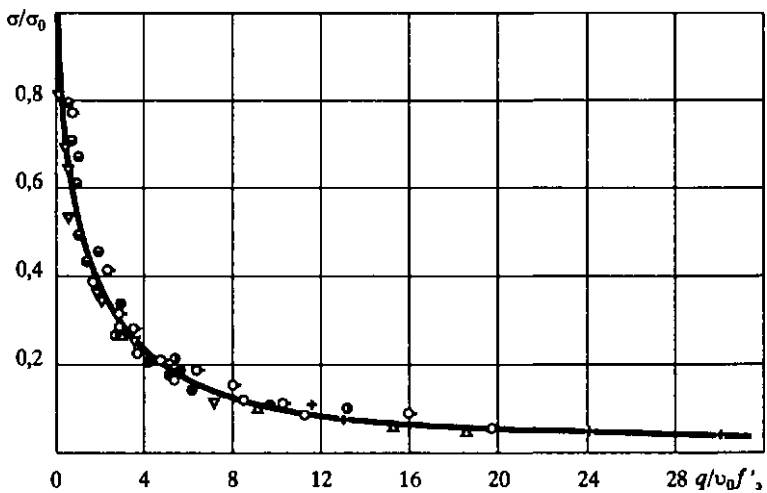


Рис. 6.45. Экспериментальная зависимость $\sigma/\sigma_0 = f(q/\upsilon_0 f_э')$ для приема ЭЦН:
○-, ●, △, ▽ — данные автора; ○ — данные В.С. Линева; ⊖ — данные П.Д. Ляпкова; ◑ — данные О.Г. Гафурова; + — данные Ю.С. Миронова

ряя расход газа через затрубное пространство (что в промысловых условиях осуществляется достаточно просто), можно рассчитать полный газовый фактор, а также количество газа, попадающее в приемное устройство. Эти сведения необходимы для расчета процесса движения газожидкостной смеси в подъемнике, а также при оптимизации работы погружного оборудования. Кроме того, по количеству газа, сепарирующегося в затрубное пространство, возможен расчет давления на приеме погружного оборудования.

2. Используя полученные зависимости для коэффициента сепарации, мы можем рассчитать объемный расход газа, попадающего в затрубное пространство (при известной величине давления у приема), и кривую распределения давления в затрубном пространстве, т.е. изучить работу затрубного пространства, в том числе и явление пульсации.

3. Одним из основных практических приложений теории сепарации газа у приема погружного оборудования является возможность расчета нового давления насыщения при растворении оставшегося после сепарации свободного газа при поступлении смеси в глубинный насос.

При работе погружного оборудования с давлениями на приеме ниже давления насыщения часть газа сепарируется в затрубное пространство, что снижает газовый фактор, действующий в подъемнике после выкида насоса и, естественно, снижает величину давления насыщения. Неучет данных явлений при расчете процесса движения газожидкостной смеси в подъемнике может не только привести к значительным ошибкам, но и к совершенно неправильным выводам относительно выбора соответствующей расчетной методики. С другой стороны, как показывают исследования, в настоящее время невозможно повысить точность расчетов процесса движения газожидкостной смеси в подъемниках, если базироваться на величинах газового фактора G_0 и давления насыщения $P_{нас}$ без учета сепарации газа у приема погружного оборудования.

Действительно, если давление у приема погружного оборудования $P_{пр}$ меньше давления насыщения, то часть газа, отсепарировавшаяся в затрубное пространство, не принимает участия в процессе разгазирования нефти при движении ее в подъемнике выше глубинного насоса. Таким образом, фактический газовый фактор, участвующий в процессе движения смеси в подъемнике $G_{0ф}$, может быть вычислен так:

$$G_{0ф} = G_0 - G_0(P_{пр})\ \sigma, \qquad (6.448)$$

где G_0 — полный газовый фактор, м³/м³;

$G_0(P_{пр})$ — газовый фактор при давлении $P_{пр}$, м³/м³;

σ — коэффициент сепарации газа у приема погружного оборудования.

Используя значение фактического газового фактора $G_{0ф}$, возможно рассчитать (определить графически) новое значение давления насыщения $P'_{нас}$.

Как уже отмечалось выше, коэффициент сепарации газа у приема погружного оборудования существенным образом влияет на работу затрубного пространства, представленного кольцевым подъемником. Поэтому практический интерес представляют особенности работы кольцевых подъемников на режиме нулевой подачи.

6.27. ЗАКОНОМЕРНОСТИ НЕИЗОТЕРМИЧЕСКОЙ СТАЦИОНАРНОЙ РАБОТЫ КОЛЬЦЕВЫХ ПОДЪЕМНИКОВ НА РЕЖИМЕ НУЛЕВОЙ ПОДАЧИ

Данная задача представляет не только и не столько академический интерес, сколько диктуется практикой эксплуатации нефтяных скважин. Действительно, участок скважины от приема погружного оборудования до уровня жидкости или смеси в затрубном пространстве представлен кольцевым подъемником. При этом расход жидкости равен нулю (если скважина работает по колонне насосно-компрессорных труб).

Аналитический метод расчета распределения давления в этом случае может быть использован для определения давления у приема погружного оборудования.

В настоящее время на нефтяных промыслах страны получил широкое распространение способ определения динамических уровней методом отражения упругой волны (волнометрирование), который характеризуется высокой точностью, оперативностью и невысокой стоимостью. Использование же этого способа для расчета давлений не всегда дает приемлемые для практики результаты, т.к. неизвестна величина плотности смеси в затрубном пространстве.

В некоторых литературных источниках приводятся среднестатистические значения плотности смеси в затрубном пространстве, но их использование при расчетах часто дает недопустимо большие ошибки.

Так как расход жидкости в данном случае равен нулю ($q = 0$), то в соответствии с зависимостями раздела 6.3 можно записать:

$$\rho_{см}^{затр} = \rho_{ж}\left[1 - \frac{V_з}{\overline{\upsilon}_0^c f_з}\left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж}\right)\right], \qquad (6.449)$$

где $\overline{\upsilon}_0^c$ — осредненная относительная скорость газовых пузырьков в неподвижной жидкости (истинная скорость газа), м/с;

$f_з$ — площадь поперечного сечения кольцевого канала (затрубного пространства), м^2;

$V_з$ — объемный расход газа через затрубное пространство, м^3/с.

Используя уравнение состояния реального газа, а также закон изменения температуры в функции изменения давления, объемный расход газа можно записать следующим образом:

$$V_з = \frac{V_{оз} P_0 z T_2}{P T_{ст}} + \frac{V_{оз} P_0 z \kappa}{T_{ст}}, \qquad (6.450)$$

где $V_{оз}$ — объемный расход свободного газа через затрубное пространство, приведенный к стандартным условиям, м^3/с.

Подставляя значение $V_з$ из (6.450) в (6.449), получим:

$$\rho_{см}^{затр} = \rho_{ж}\left[1 - \left(\frac{V_{оз} P_0 z T_2}{P T_{ст}} + \frac{V_{оз} P_0 z \kappa}{T_{ст}}\right)\left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж}\right)\frac{1}{\overline{\upsilon}_0^c f_з}\right]. \qquad (6.451)$$

Введем следующее обозначение

$$R' = \frac{V_{оз}}{\overline{\upsilon}_0^c f_з}, \qquad (6.452)$$

где R' — безразмерный параметр, характеризующий отношение приведенной скорости газа в затрубном пространстве ($V_{оз}/f_з$) к ее истинной скорости $\overline{\upsilon}_0^c$.

С учетом R' выражение (6.459) будет:

$$\rho_{см}^{затр} = \rho_{ж}\left[1 - \left(R' \frac{P_0 z T_2}{P T_{ст}} + R' \frac{P_0 z \kappa}{T_{ст}}\right)\left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж}\right)\right]. \qquad (6.453)$$

Запишем уравнение давления столба газожидкостной смеси в дифференциальной форме:

$$dP = \rho_{см}^{затр} g dH \tag{6.454}$$

или с учетом (6.453):

$$dP = \rho_ж g \left[1 - R' \left(\frac{P_0 z T_2}{P T_{ст}} + \frac{P_0 z \kappa}{T_{ст}} \right) \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right) \right] dH . \tag{6.455}$$

После разделения переменных имеем:

$$\frac{dP}{1 - R' \left(\frac{P_0 z T_2}{P T_{ст}} + \frac{P_0 z \kappa}{T_{ст}} \right) \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right)} = \rho_ж g dH . \tag{6.456}$$

Пределами интегрирования являются:
по P: от P_2 до P_1 и по H: от 0 до H.
После интегрирования (6.456) получаем:

$$H = \frac{1}{\rho_ж g} \left\{ \frac{P_1 - P_2}{1 - R' \frac{P_0 z \kappa}{T_{ст}} \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right)} + \frac{R' \frac{P_0 z T_2}{T_{ст}} \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right)}{\left[1 - R' \frac{P_0 z \kappa}{T_{ст}} \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right) \right]^2} \times \right.$$

$$\left. \times \ln \frac{\left[1 - R' \frac{P_0 z \kappa}{T_{ст}} \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right) \right] P_1 - R' \frac{P_0 z T_2}{T_{ст}} \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right)}{\left[1 - R' \frac{P_0 z \kappa}{T_{ст}} \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right) \right] P_2 - R' \frac{P_0 z T_2}{T_{ст}} \left(1 - \frac{\rho_г}{\rho_ж} \right)} \right\} . \tag{6.457}$$

Выражение (6.457) представляет закон распределения давления в затрубном пространстве скважины при неизотермическом движении газожидкостной смеси.

Давление P_2 соответствует затрубному давлению $P_{затр}$ плюс вес газа в затрубном пространстве (т.е. давлению на уровне смеси $P_{ур}$).

Величина P_2 может быть рассчитана так:

$$P_2 = P_{ур} = P_{затр} e^{\frac{T_{ст} g \rho_{г\,ст} H_{зам}}{z T P_0}} , \tag{6.458}$$

где $T_{ст}$ — стандартная температура, К;

$\rho_{г\,ст}$ — плотность газа в стандартных условиях, кг/м^3;

$H_{дин}$ — динамический уровень, м;

T — средняя температура в затрубном пространстве, К;

или по приближенной формуле:

$$P_2 = P_{ур} = P_{затр} e^{0{,}0001148\bar{\rho}_г H_{дин}}, \qquad (6.459)$$

где $\bar{\rho}_г$ — относительная плотность газа.

Уравнение (6.457) может быть использовано не только для расчета $P = f(H)$, но и для расчета плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве, для расчета давления у приема погружного оборудования, а также для расчета среднеинтегральной величины относительной скорости газа $\overline{v_0^c}$.

Расчет распределения давления по уравнению (6.457) ведется по шагам, а шаг выбирается по давлению ΔP исходя из той задачи, которая решается в каждом конкретном случае.

Проверка полученного уравнения осуществлена на примере скв. № 586 (Ромашкинское нефтяное месторождение), в которой были проведены экспериментальные исследования работы затрубного пространства путем спуска в него глубинного манометра, а также скв. № 126 и № 143*. Результаты расчета распределения давления по уравнению (6.457) и экспериментального замера приведены на рис. 6.46. Основные исходные данные по скв. № 586 следующие.

Исследование 10.09.1971:

— динамический уровень 684 м;

— затрубное давление 1 МПа;

— объемный расход газа через затрубное пространство при стандартных условиях 144,8 м³/сут;

— глубина спуска насоса 1200 м;

— давление на приеме насоса 4,85 МПа.

Исследование 24.09.1971:

— динамический уровень 536 м;

— затрубное давление 0,5 МПа;

— объемный расход газа через затрубное пространство при стандартных условиях 139,4 м³/сут;

— глубина спуска насоса 1200 м;

— давление на приеме насоса 5,63 МПа.

Сопоставление экспериментальных результатов с расчетными показывает, что полученное уравнение является точным и оно может быть рекомендовано для практического использования.

Обработка результатов расчета позволила определить осредненную скорость движения массы газовых пузырьков в интервале «прием насоса — уровень смеси». Так, для режима работы скважины № 586 10.09.1971 средняя скорость массы газовых пузырьков $\overline{v}_0^c$ = 6,36 см/с, а для режима 24.09.1971 — $\overline{v}_0^c$ = 6,12 см/с. Данные численные значения $\overline{v}_0^c$ хорошо согласуются с рассчитанными по формуле (6.24).

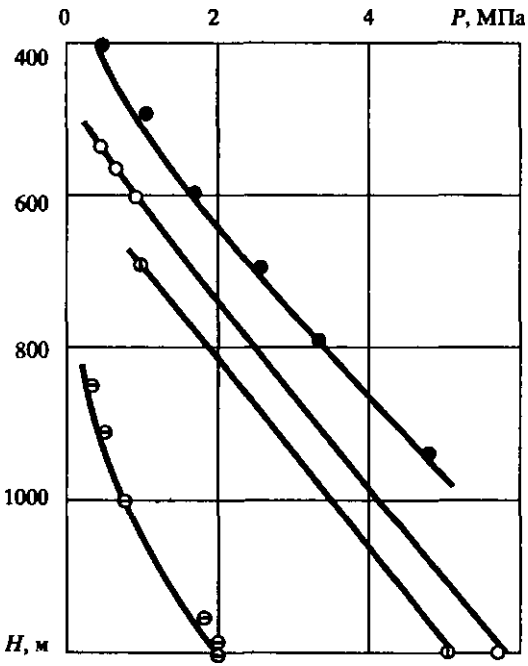


Рис. 6.46. Сопоставление расчетного и экспериментального давления в затрубном пространстве:

▬ — расчет по уравнению (6.457); 1(●) — скв. № 143 — по данным *; 2(○), 3(⊕) — скв. № 586 — по данным автора; 4(⊖) скв. № 126 — по данным *

* Н.Н.Репин, В.Р.Еникеев, Ю.Г.Валишин. О характере распределения давления в затрубном пространстве глубиннонасосных скважин. Сборник трудов УфНИИ.— Уфа.: Башкнигоиздат, 1965.

Обработка результатов экспериментальных исследований работы затрубного пространства глубиннонасосных скважин Ромашкинского месторождения с использованием уравнения (6.457) показала: среднеинтегральные величины относительной скорости газа $\overline{v_0^c}$ колеблются от 0,04 до 0,16 м/с и зависят, в основном, от объемного расхода газа и кривизны скважины.

6.27.2. ЭТАЛОННАЯ КРИВАЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН

В настоящее время эталонные кривые распределения давления в насосно-компрессорных трубах получили достаточное распространение в практике добычи нефти. Для затрубного пространства

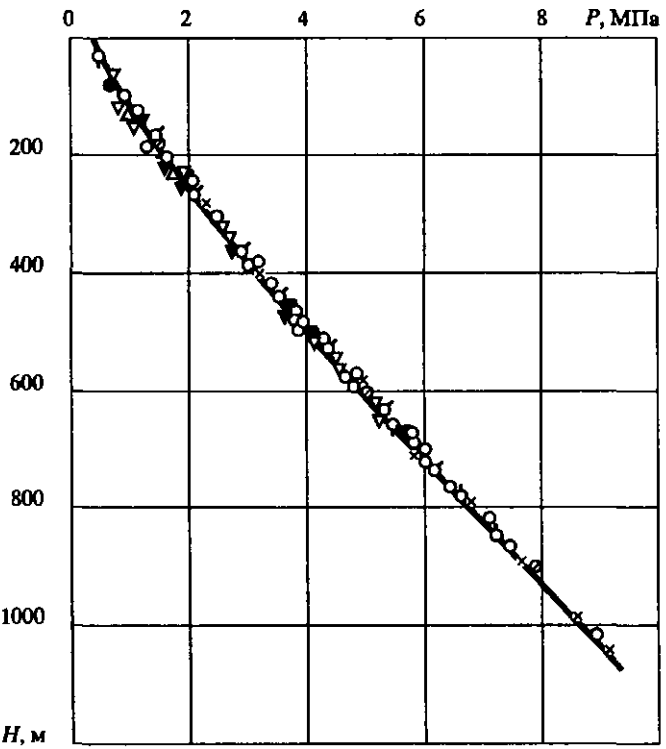


Рис. 6.47. Экспериментальная эталонная кривая распределения давления в затрубном пространстве скважин по данным табл. 6.8

добывающих скважин, когда движение жидкости или смеси в нем практически отсутствует, существование эталонной кривой $P = f(H)$ очевидно (отсутствуют потери на трение).

Для построения эталонной кривой распределения давления в затрубном пространстве скважин, работающих с установками штанговых глубинных насосов, можно воспользоваться данными экспериментального исследования работы затрубного пространства скважин Ромашкинского нефтяного месторождения. Основные данные об исследуемых скважинах приведены в табл. 6.8.

Таблица 6.8

Характеристики добывающих скважин, в которых проведены экспериментальные исследования

№ скв.	Дата исследования (1970)	№ исследования	Дебит скважины, $м^3$/сут	Обводненность	Погружение насоса под динамический уровень, м	Глубина спуска насоса, м	Давление на приеме насоса, МПа
1	2	3	4	5	6	7	8
601	10.02	1	30	0,46	510	1000	4,3
601	13.03	2	32,4	0,416	430	1000	3,7
601	7.04	3	26	0,51	650	1000	5,81
817	18.06	4	20,4	0,268	740	1000	5,47
817	26.06	5	23	0,25	693	1000	5,17
817	22.10	6	23,2	0,20	620	1000	5,25
845	4.07	7	40	0,50	960	1100	8,4
845	4.06	8	30	0,42	890	1100	7,71
845	24.06	9	39	0,323	1058	1100	8,9
1688	11.05	10	43	0,61	835	1140	7,06
1688	2.06	11	44	0,58	800	1140	7,14
1897	6.08	12	6,5	0,20	740	1200	6,1
1897	21.07	13	22	0,132	650	1200	5,19
4081	21.04	14	48	0,36	710	990	7,0
4081	20.05	15	57	0,40	550	990	4,73
4081	12.06	16	53	0,50	535	990	4,31

Давление в затрубном пространстве указанных скважин колебалось от 0,3 до 2 МПа . Экспериментальные кривые $P = f(H)$ при параллельном (по отношению к осям P и H) переносе хорошо ло-

жатся на одну кривую $P = f(H)$ и дают возможность построения эталонной кривой распределения давления в затрубном пространстве глубиннонасосных скважин. На рис. 6.47 представлена указанная кривая $P = f(H)$. На рис. 6.48 приведена эталонная кривая распределения давления, рассчитанная по уравнению (6.457). Данная графическая зависимость может быть использована для вычисления давления на приеме по известному давлению в затрубном пространстве и глубине погружения насоса под динамический уровень, а также для определения основных характеристик газожидкостной смеси (плотности смеси в затрубном пространстве, осредненной относительной скорости движения газовых пузырьков $\bar{v}_o^c$ и др.). Определим давление на приеме насоса по эталонной кривой $P = f(H)$ (рис. 6.48) для скважины № 586 (исследование 24.09.1971).

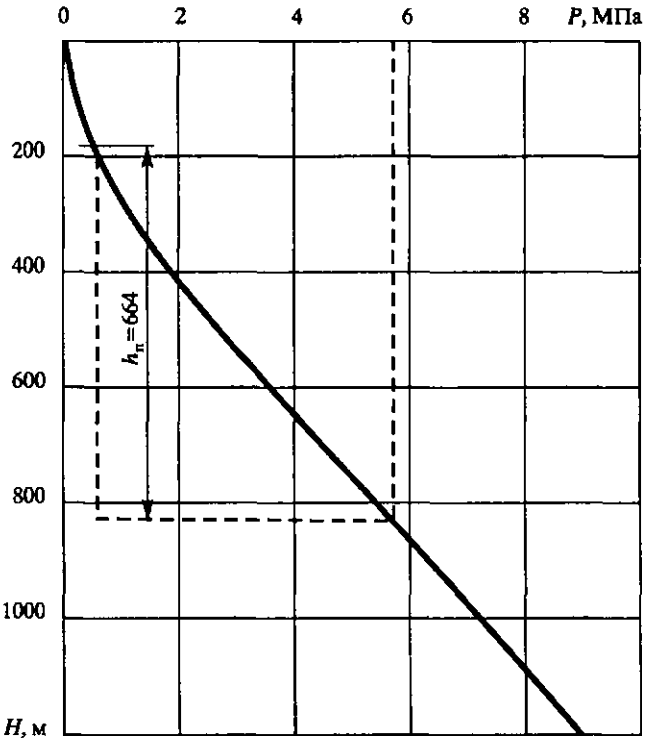


Рис. 6.48. Расчетная эталонная кривая распределения давления в затрубном пространстве скважин

Экспериментальные данные:

— затрубное давление 0,5 МПа ;
— погружение под динамический уровень 664 м;
— давление на приеме насоса 5,63 МПа.

Пример определения давления на приеме показан пунктирной линией (рис. 6.47). В данном случае $P_{пр}$ = 5,7 МПа . Как видим, ошибка составляет менее 2%. Эталонная кривая распределения давления, представленная на рис. 6.47, охватывает достаточно широкий диапазон технологических параметров:

— давление в затрубном пространстве 0,3–2 МПа;
— погружение под динамический уровень 430–1058 м;
— дебит жидкости 6,5–57 м³/сут;
— объемное расходное водосодержание 0,13–0,61;
— глубина спуска насоса 990–1200 м;
— давление на приеме 3,7–8,9 МПа;
— плотность дегазированной нефти 840–900 кг/м³;
— давление насыщения 8–9 МПа;
— количество газа, выходящего из затрубного пространства 20–640 м³/сут.

Несмотря на то, что указанная эталонная кривая распределения давления (рис. 6.47) построена по скважинам, эксплуатируемым установками штанговых глубинных насосов, она может быть применена и при эксплуатации скважин установками погружных центробежных электронасосов. Это связано с тем, что для этих скважин, как показали экспериментальные исследования процесса сепарации газа у приема насосов на Ромашкинском, Арланском, Шкаповском, Туймазинском, Ярино-Каменноложском и других месторождениях, количество газа, выходящего из затрубного пространства, колеблется от 40 до 1000 м³/сут при дебитах жидкости от 30 до 320 м³/сут и при обводненности от 0 до 0,96.

Давления на приеме изменялись от 1,2 до 8 МПа, давления насыщения 7–15 МПа, а газовые факторы от 18 до 120 м³/м³. При этом среднеинтегральные относительные скорости газовых пузырьков имеют одинаковые численные значения как в скважинах со штанговыми насосами, так и в скважинах с установками погружных центробежных электронасосов.

Проверка точности расчетной эталонной кривой распределения давления (рис. 6.48) может быть выполнена по результатам экспериментальных исследований на других нефтяных месторождениях, а так-

же по результатам исследования скважин, эксплуатируемых установками ЭЦН. Результаты экспериментальных исследований скважины с установкой ЭЦН любезно предоставлены автору В.И. Игревским, которые он выполнил на скв. № 2491 (Абдрахмановская площадь Ромашкинского месторождения). На рис. 6.49 нанесены экспериментальные точки, полученные Ю.Г. Валишиным на месторождениях Башкирии, а также экспериментальные точки, полученные В.И. Игревским. Видно, что результаты экспериментальных исследований других авторов (для других месторождений и другого вида насосного оборудования) хорошо согласуются с предложенной зависимостью.

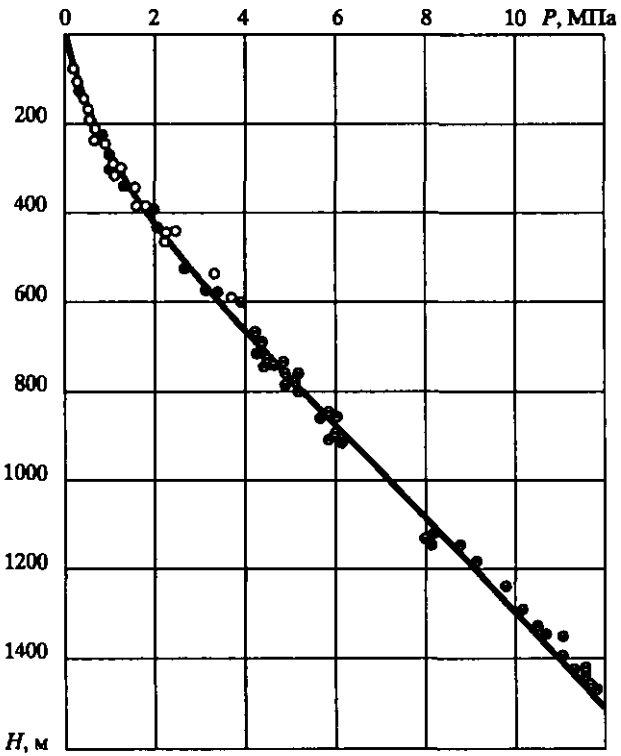


Рис. 6.49. Сопоставление расчетной эталонной кривой распределения давления с экспериментальными данными:

— расчет по уравнению (6.457); ○, ● — данные Ю.Г. Валишина (скв. №126 и скв. №143 соответственно, Серафимовское месторождение); ⊖ — данные В.И. Игревского (скв. №2491, Ромашкинское месторождение)

6.27.3. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭТАЛОННОЙ КРИВОЙ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЛОТНОСТИ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ

Эталонная кривая распределения давления может быть использована для расчета средней плотности газожидкостной смеси в затрубном пространстве, а также на любом интервале ΔH от приема погружного оборудования до уровня смеси.

Зависимости относительной плотности смеси от давления на приеме (величины погружения приема насоса под динамический уровень $h_{д}$) и величины затрубного давления $P_{затр}$ представлены на рис. 6.50.

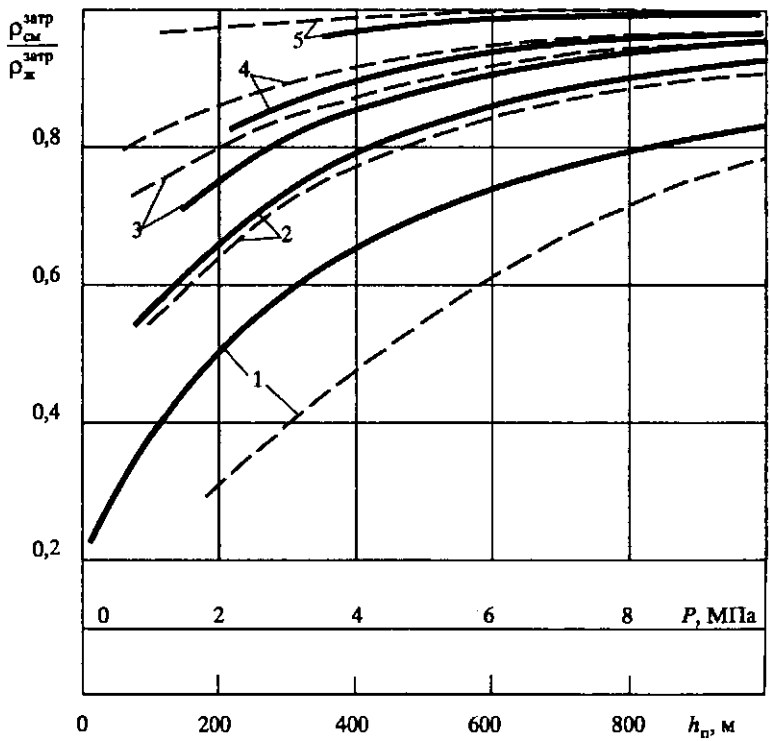


Рис. 6.50. Зависимость относительной плотности смеси в затрубном пространстве от давления (погружения):

——— — давление; – – – — погружение; 1, 2, 3, 4 и 5 — соответственно при давлении в затрубном пространстве 0; 0,5; 1,0; 1,5 и 3,0 МПа

Для затрубного пространства скважины, представленного кольцевым подъемником, работающим на режиме нулевой подачи по жидкости, плотность смеси может быть рассчитана по следующей формуле:

$$\rho_{см}^{затр} = \frac{P - P_{затр}}{g h_{п}}, \qquad (6.460)$$

где P — давление на расстоянии $h_{п}$ от динамического уровня, МПа.

Значение $h_{п} = 0$ соответствует давлению в затрубном пространстве $P_{затр}$ ($P_{ур}$).

Анализ зависимостей, представленных на рис. 6.50, показывает, что плотность смеси в затрубном пространстве зависит не только от давления на приеме (погружения $h_{п}$), но и от затрубного давления. Так, при давлении на приеме 3 МПа относительная плотность смеси меняется от 0,595 при затрубном давлении, равным атмосферному, до 0,865 при затрубном давлении 1,5 МПа.

Следует отметить, что экспериментальные исследования позволили установить тот факт, что плотность жидкости $\rho_{ж}^{затр}$ в затрубном пространстве больше плотности дегазированной нефти $\rho_{н}^{дег}$ для обводненных скважин и может быть описана следующим соотношением:

$$\rho_{ж} = 1{,}07\rho_{н}^{дег}. \qquad (6.461)$$

По-видимому, это связано с попаданием в затрубное пространство воды, которая привносится туда пузырьками газа, сепарирующимися у приема погружного оборудования.

Анализ результатов показывает, что плотность смеси в затрубном пространстве скважин зависит не только от давления на приеме, но и в значительной степени от затрубного давления и коэффициента сепарации газа у приема погружного оборудования.

Сепарация свободного газа в затрубное пространство в определенных условиях приводит к пульсационным явлениям в работе скважины.

6.28. СЕПАРАЦИОННЫЙ ЭФФЕКТ В ЖЕСТКОЙ ЗАМКНУТОЙ СИСТЕМЕ. ЯВЛЕНИЕ ПУЛЬСАЦИИ

Эффект повышения давления в жесткой замкнутой системе, связанный с разделением (сепарацией) взаимно нерастворимых флюидов различной плотности, будем называть в дальнейшем сепарационным эффектом.

А. Сущность этого эффекта можно пояснить на таком примере (следуя проф. Н.Н. Репину). Предположим, имеем абсолютную жесткую (недеформируемую) вертикальную трубу высотой h, закрытую с обоих торцов. В момент времени t_0 в нижней части этой трубы имеется какой-то объем газа $V_г$ высотой Δh. Вся труба сверху над газом заполнена жидкостью с плотностью $\rho_ж$. Температура флюидов, трубы и окружающей среды одинакова и неизменна. Давление у нижнего торца трубы $P_н$, а у верхнего — $P_в$.

Давление в газовом объеме $P_г$ (у нижнего торца трубы $P_н$) в соответствии с законом гидростатики (при пренебрежении массой газа и сжимаемостью жидкости) будет равно:

$$P_г = P_н = P_в + (h - \Delta h)\rho_ж g . \qquad (6.462)$$

Так как на газовый объем действует сила Архимеда, взаимное расположение флюидов в момент времени t_0 не является равновесным. Газ, всплывая в жидкости, к моменту времени t_1 займет положение в верхней части рассматриваемой трубы. Поскольку труба является недеформируемой (жесткой, сжимаемостью жидкости пренебрегаем), давление $P_г$ в газовом объеме не изменится. Таким образом, к моменту времени t_1 давление у верхнего торца трубы станет равным:

$$P'_в = P_г , \qquad (6.463)$$

а у нижнего торца:

$$P'_н = P'_в + (h - \Delta h)\rho_ж g . \qquad (6.464)$$

Приращение давления у верхнего торца трубы $\Delta P_в$ к моменту времени t_1 за счет всплывшего (отсепарированного) объема газа $V_г$ может быть определено с учетом (6.462) и (6.463) так:

$$\Delta P_в = P'_в - P_в = P_в + (h - \Delta h)\rho_ж g - P_в = (h - \Delta h)\rho_ж g . \qquad (6.465)$$

Приращение давления у нижнего торца трубы $\Delta P_н$ с учетом (6.462) и (6.463) в этом случае составит:

$$\Delta P_н = P'_н - P_н = P_н + (h - \Delta h)\rho_ж g - P_в - (h - \Delta h)\rho_ж g =$$

$$= P'_в - P_в = (h - \Delta h)\rho_ж g . \qquad (6.466)$$

Из сопоставления (6.465) и (6.466) следует, что $\Delta P_в = \Delta P_н = (h - \Delta h)\rho_ж g$, т.е. сепарация газа в жесткой замкнутой системе привела к росту давления у ее торцов на одинаковую величину: $(h - \Delta h)\rho_ж g$. Отсюда видно, что приращение давления в системе опреде-

ляется высотой столба жидкости $(h-\Delta h)$ — величиной пробега объема газа по вертикали и плотностью жидкости и не зависит от абсолютных давлений у торцов трубы.

Б. Выше мы рассмотрели случай, когда в момент времени t_0 в верхней части трубы отсутствовал газ (не имелось газовой шапки). Сейчас рассмотрим случай, когда в момент времени t_0 в верхней части жесткой трубы имеется объем газа V_2 (газовая шапка) при давлении P_2, а в нижней части — объем газа V_1 при давлении P_1. Указанные газовые объемы находятся на расстоянии h и разделены жидкостью с плотностью $\rho_ж$.

Расстояние, проходимое нижним объемом газа при сепарации, обозначим через x.

Необходимо рассмотреть, каким образом изменяется давление у верхнего торца трубы при всплывании нижнего объема газа в зависимости от его местоположения (изменения x).

Предположим, что к моменту времени t нижний объем газа поднялся на расстояние x. Введем следующие обозначения: объем газа, всплывающего в жидкости, — $V_г$, давление — P'_1. Соответственно объем газовой шапки — V, давление — P.

Так как труба является абсолютно жесткой (недеформируемой), пренебрегая сжимаемостью жидкости и массой газа, можно записать следующие соотношения для изотермических условий:

$$V_1P_1 = V_г P'_1, \tag{6.467}$$

$$V_2P_2 = VP, \tag{6.468}$$

$$V_1 + V_2 = V_г + V, \tag{6.469}$$

$$P'_1 = P + (h-x)\rho_ж g. \tag{6.470}$$

Считая известными V_1, P_1, V_2, P_2, h, x и $\rho_ж$, заменим в выражении (6.470) величину P'_1 через известные. Из выражения (6.467):

$$P'_1 = \frac{V_1P_1}{V_г}.$$

Из выражения (6.469):

$$V_г = V_1 + V_2 - V.$$

Из выражения (6.468):

$$V = \frac{V_2P_2}{P}.$$

С учетом полученных соотношений уравнение (6.470) можно переписать в следующем виде:

$$\frac{V_1 P_1}{V_1 + V_2 - \frac{V_2 P_2}{P}} = P + (h - x)\rho_ж g .$$

После необходимых преобразований данного выражения получим квадратное уравнение:

$$P^2 (V_1 + V_2) - P\left[(V_1 P_1 + V_2 P_2) - (V_1 + V_2)(h - x)\rho_ж g\right] -$$

$$-V_2 P_2 (h - x)\rho_ж g = 0 . \qquad (6.471)$$

Решением его будет:

$$P = \frac{(V_1 P_1 + V_2 P_2) - (V_1 - V_2)(h - x)\rho_ж g +}{2(V_1 + V_2)} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{+\sqrt{\left[(V_1 P_1 + V_2 P_2) - (V_1 + V_2)(h - x)\rho_ж g\right]^2 +}}{2(V_1 + V_2)} \rightarrow$$

$$\rightarrow \frac{\overline{+4V_2 P_2 (h - x)\rho_ж g (V_1 + V_2)}}{2(V_1 + V_2)} . \qquad (6.472)$$

Из (6.472) следует, что при $x = h$ к моменту времени t_1, когда нижний объем газа всплывет (отсепарируется в верхнюю часть трубы), имеем:

$$P = \frac{V_1 P_1 + V_2 P_2}{V_1 + V_2} . \qquad (6.473)$$

Таким образом, после завершения процесса сепарации давление у верхнего торца трубы определяется зависимостью (6.473). Для случая неизотермического процесса сепарации зависимость (6.473) может быть записана в следующем виде:

$$P = \frac{\left(\frac{V_1 P_1}{T_1} + \frac{V_2 P_2}{T_2}\right)}{V_1 + V_2} \cdot T , \qquad (6.474)$$

где T_1, T_2 — соответственно температуры в газовых объемах нижней и верхней части трубы к моменту начала сепарации;

T — температура в смешанном газовом объеме в верхней части трубы после завершения процесса сепарации нижнего газового объема.

В реальных условиях движения газожидкостной смеси по вертикальным трубам число газовых объемов значительно и представлено в виде пузырьков, рассеянных в объеме жидкости. Если обозначить через m число пузырьков газа, то выражение (6.474) можно переписать следующим образом:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^{m} \frac{V_i P_i}{T_i}}{\sum_{i=1}^{m} V_i} \cdot T \,. \tag{6.475}$$

Количество и объемы газовых пузырьков, а также давление и температура внутри них являются функцией текущей координаты глубины x. Тогда выражение (6.475) примет вид:

$$P = \frac{\int_0^{x=H} \frac{V(x)P(x)}{T(x)} dx}{\int_0^{x=H} V(x) dx} \cdot T \,. \tag{6.476}$$

Это выражение является точным по сравнению с выражением (6.475), но в то же самое время и более сложным, так как необходимо знание аналитического выражения $\frac{V(x)P(x)}{T(x)}$, которое вытекает из уравнения неизотермического движения газожидкостной смеси.

При выполнении практических расчетов удобнее пользоваться выражением (6.475), разбивая подъемник на n участков и находя для каждого участка $\frac{V_i P_i}{T_i}$. При этом величины P_i и T_i соответствуют средним значениям каждого выделенного участка. Объем газа $V_{г.i}$ в каждом выделенном участке высотой Δh_i может быть вычислен следующим образом.

Пусть имеется участок трубы высотой Δh_i. Давление в нижнем конце элемента P_i, а в верхнем — P_{i+1}. После завершения сепарации газа высота его столба составляет $h_{г.i}$, а высота столба жидкости — $h_{ж.i}$. Перепад давлений у торцов выделенного элемента в этом случае будет равен:

$$P_i - P_{i+1} = \rho_{ж.i} g h_{ж.i} + \rho_{г.i} g h_{г.i} \,. \tag{6.477}$$

С другой стороны:

$$P_i - P_{i+1} = \rho_{см.i} \Delta h_i , \qquad (6.478)$$

где $\rho_{см.i}$ — средняя плотность смеси в выделенном участке.

Приравнивая (6.477) и (6.478), получаем:

$$h_{г.i} = \Delta h_i \frac{\rho_{ж.i} - \rho_{см.i}}{\rho_{ж.i} - \rho_{г.i}} . \qquad (6.479)$$

Находя $\rho_{см.i}$ из (6.478) и подставляя его в (6.479), имеем:

$$h_{г.i} = \frac{\rho_{ж.i} g \Delta h_i - (P_i - P_{i+1})}{(\rho_{ж.i} - \rho_{г.i}) g} ,$$

откуда объем газа $V_{г.i}$ будет равен:

$$V_{г.i} = h_{г.i} \cdot f = f \left[\frac{\rho_{ж.i} g \Delta h_i - (P_i - P_{i+1})}{(\rho_{ж.i} - \rho_{г.i}) g} \right], \qquad (6.480)$$

где f — площадь поперечного сечения трубы.

Мы рассмотрели сепарационный эффект для газожидкостной смеси.

Однако если рассматривать двухфазную среду, состоящую из взаимно-нерастворимых неравноплотностных жидкостей, то сепарационный эффект также будет проявляться. По-видимому, проявление указанного эффекта в этом случае будет менее выраженным вследствие соизмеримости коэффициентов сжимаемости жидкостей.

В. Рассмотрим жесткую (недеформируемую) закрытую с обоих торцов трубу, в нижней части которой в момент времени t_0 имеется столб нефти с плотностью $\rho_н$ высотой $h_н$, выше которого расположен столб воды с плотностью $\rho_в$ высотой $h_в$. Коэффициенты сжимаемости — $\beta_н$ и $\beta_в$. Система рассматривается при изотермических условиях.

Введем следующие допущения:

1) плотности жидкостей принимаются постоянными и не зависящими от давления;

2) распределение давления в жидкостях происходит по гидростатическому закону.

Покажем, что принятые допущения не являются грубыми и не искажают физики изучаемого явления.

Для однородной жидкости изменение ее объема при изменении давления описывается законом Гука:

$$\frac{dV}{V} = -\beta dP\,, \tag{6.481}$$

где V — объем жидкости при каком-то давлении P;

$\frac{dV}{V}$ — относительная объемная деформация при изменении давления P на величину dP;

β — коэффициент сжимаемости жидкости.

Полагая β постоянным и не зависящим от давления, после интегрирования уравнения (6.481) получаем:

$$\ln V = -\beta P + c\,,$$

где c — постоянная интегрирования, которая может быть найдена из следующих условий: при $P = P_0$, $V = V_0$.

Тогда:

$$c = \ln V_0 + \beta P_0$$

или окончательно:

$$\frac{V}{V_0} = e^{\beta(P_0 - P)}\,. \tag{6.482}$$

Так как масса жидкости в рассматриваемой системе не изменяется, то отношение объемов можно заменить отношением плотностей, т.е.

$$\frac{V}{V_0} = \frac{\rho}{\rho_0} = e^{\beta(P_0 - P)}\,. \tag{6.483}$$

Уравнение распределения давления в вертикальной трубе с учетом сжимаемости жидкости может быть записано в дифференциальной форме следующим образом:

$$dh = \frac{dP}{\rho g} = \frac{dP}{\rho_o g e^{\beta(P_o - P)}}\,. \tag{6.484}$$

Интегрируя уравнение (6.484) в пределах: по h — от H до 0, по P — от P до P_2 (где P_2 — давление у верхнего торца трубы при $H = 0$), получаем:

$$H = \frac{e^{\beta(P - P_o)} - e^{\beta(P_2 - P_o)}}{\rho_o g \beta}\,. \tag{6.485}$$

Расчеты по уравнению (6.485) для пресной воды показывают, что при давлениях до 20 МПа сжимаемость ее не влияет на точность расчета давления по гидростатическому закону ($\rho_в = 1000$ кг/м^3), т.е. плотность

воды остается постоянной. При давлениях от 20 до 1000 МПа сжимаемость оказывает влияние на плотность воды, которая возрастает примерно от 0,1 до 5%, и ошибка в определении давления также изменяется от 0,1 до 5%. При давлениях до 50 МПа неучет изменения плотности воды за счет сжимаемости при расчете давления не приводит к ошибкам, превышающим 0,24%. При расчетах принято: $P_2 = P_0 \approx 0{,}1$МПа ; $\beta = 10^{-11}$ 1/МПа ; $\rho_0 = 1000$ кг/м^3.

Из вышеизложенного следует, что для рассматриваемого случая (случай В) с достаточной для практики точностью можно принять, что приращение давления в любых точках рассматриваемых столбов нефти и воды будет характеризоваться приращением давления в средних точках этих столбов.

В момент времени t_0, когда столб нефти находится в нижней части трубы, давления в средних частях столбов нефти и воды будут соответственно: $P_н$ и $P_в$.

При давлении у верхнего торца трубы $P_у$ можно записать следующие равенства:

$$P_н = P_у + h_в \rho_в g + \frac{h_н \rho_н g}{2}, \tag{6.486}$$

$$P_в = P_у + \frac{h_в \rho_в g}{2}. \tag{6.487}$$

В момент времени t_1, когда столб нефти переместился в верхнюю часть трубы, давления соответственно стали: $P'_н$ и $P'_в$, а высоты столбов: $(h_н + \Delta h)$ и $(h_в + \Delta h)$. Здесь Δh представляет собой изменение высот столбов нефти и воды, происшедшее в результате сепарации нефти и изменения давления в системе.

Давление у верхнего торца трубы в этом случае стало равным $P'_у$, а давление в средней точке отсепарированного объема нефти — $P'_н$:

$$P'_н = P'_у + \frac{h_н \rho_н g}{2}. \tag{6.488}$$

Кроме того, для принятых допущений можно записать следующие выражения:

$$\frac{h_н + \Delta h}{h_н} = 1 + \beta_н (P_н - P'_н), \tag{6.489}$$

$$\frac{h_в + \Delta h}{h_в} = 1 + \beta_в (P_в - P'_в), \tag{6.490}$$

где $\beta_н$, $\beta_в$ — соответственно коэффициенты сжимаемости нефти и воды.

Так как $\Delta h = const$, то из выражений (6.489) и (6.490) получаем:

$$\beta_в h_в (P'_в - P_в) = \beta_н h_н (P_н - P'_н). \quad (6.491)$$

Перепад давлений между средними точками столбов нефти и воды до сепарации и после сепарации одинаков, т.е.

$$P_н - P_в \approx P'_в - P'_н. \quad (6.492)$$

Найдя $P'_в$ из (6.492) и подставив его в (6.491), определим давление в средней точке отсепарированного объема нефти $P'_н$:

$$P'_н = \frac{2\beta_в h_в P_в + P_н(\beta_н h_н - \beta_в h_в)}{\beta_в h_в - \beta_н h_н}. \quad (6.493)$$

Находя $P_у$ из (6.486) и подставляя его в (6.487), можно записать:

$$P_в = P_н - \frac{h_в \rho_в g + h_н \rho_н g}{2}. \quad (6.494)$$

Приравнивая выражения (6.488) и (6.493), а также заменяя в (6.493) значение $P_в$ уравнением (6.494), после необходимых преобразований получим:

$$\Delta P = P'_у - P_у = \frac{g h_н h_в (\beta_н \rho_в - \beta_в \rho_н)}{(\beta_в h_в + \beta_н h_н)}. \quad (6.495)$$

Выражение (6.495) может быть переписано и в следующем виде:

$$\Delta P = h_в \rho_в g \frac{1 - \frac{\beta_в}{\beta_н}\frac{\rho_н}{\rho_в}}{1 + \frac{\beta_в}{\beta_н}\frac{h_в}{h_н}}. \quad (6.496)$$

В общем случае для двух флюидов, легкого ($\beta_л$, $\rho_л$, $h_л$) и тяжелого ($\beta_т$, $\rho_т$, $h_т$), находящихся в условиях равновесного состояния (после окончания процесса всплывания легкого флюида или осаждения тяжелого), в жесткой замкнутой системе происходит приращение давления, определяемое следующим образом:

$$\Delta P = h_т \rho_т g \frac{1 - \frac{\beta_т}{\beta_л}\frac{\rho_л}{\rho_т}}{1 + \frac{\beta_т}{\beta_л}\frac{h_т}{h_л}}. \quad (6.497)$$

Анализ выражения (6.497) показывает, что максимальное значение приращения давления в системе за счет сепарационного эффекта может быть получено при $\beta_т/\beta_л = 0$, т.е. $\Delta P_{макс} = h_т \rho_т g$. Кроме того, так как $\frac{\beta_т}{\beta_л}\frac{\rho_л}{\rho_т} \le 1$, то $\Delta P \ge 0$. Несмотря на то, что хотя из уравнения (6.497) следует, что ΔP может быть и отрицательным (при $\frac{\beta_т}{\beta_л}\frac{\rho_л}{\rho_т} > 1$), получение этого в природе вряд ли возможно. Действительно, $\frac{\rho_л}{\rho_т} < 1$; в то же время, чем больше плотность флюида, тем меньшим коэффициентом сжимаемости он обладает, т.е. $\frac{\beta_т}{\beta_л} < 1$.

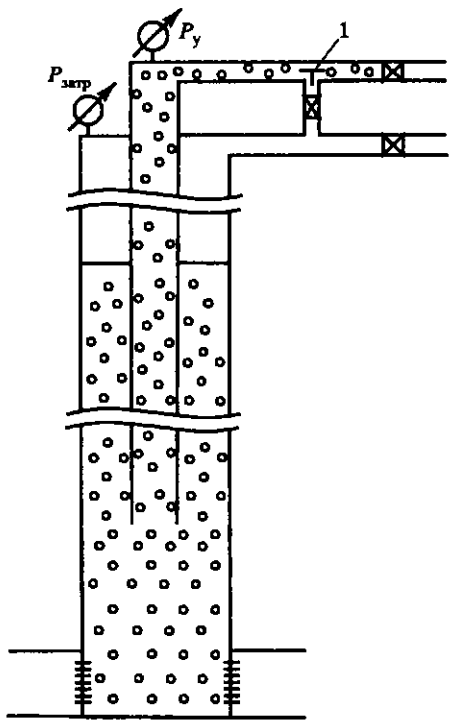


Рис. 6.51. Схема добывающей скважины

Практический интерес представляет проявление сепарационного эффекта в нефтяной добывающей скважине, схема которой представлена на рис. 6.51.

Предполагая обсадную колонну, лифт и устье скважины абсолютно герметичными и недеформируемыми, рассмотрим процесс эксплуатации безводной скважины при таком забойном давлении, когда между башмаком лифта и забоем появляется свободный газ.

В соответствии с законами сепарации газа у приема погружного оборудования часть свободного газа будет сепарироваться в затрубное пространство. Если в верхней части затрубного пространства не было газа, то процесс будет принципиально таким же, как описанный выше (случай А). Если в затрубном пространстве имелась газовая шапка, то процесс аналогичен случаю Б.

Основным отличием будет то, что из-за незамкнутости системы (открытый башмак лифта и перфорационные отверстия, связывающие скважину с пластом) рост давления в затрубном пространстве вследствие сепарационного эффекта приведет к вытеснению жидкости из затрубного пространства в башмак лифта и к понижению динамического столба жидкости в скважине (росту динамического уровня). Этот процесс будет продолжаться до тех пор, пока уровень не достигнет башмака лифта. При достижении уровнем башмака лифта газ из затрубного пространства прорывается через башмак в лифт и производит выброс жидкости. Давление у башмака резко снижается, что приводит к снижению и забойного давления.

Несмотря на увеличившийся приток жидкости из пласта, производительность скважины на поверхности в течение какого-то времени равна нулю. Это связано с тем, что поступающая из пласта жидкость идет на заполнение как свободного от жидкости лифта, так и затрубного пространства. Через какой-то промежуток времени вышеописанное явление, которое носит название явления пульсации, повторяется.

Таким образом, под явлением пульсации в работе эксплуатационной скважины при добыче газожидкостной смеси будем понимать неустановившийся режим работы единой гидродинамической системы «пласт—скважина—лифт», связанный с проявлением сепарационного эффекта и характеризующийся периодическими выбросами добываемой жидкости на устье скважины.

На рис. 6.52 представлены зависимости производительности скважины на устье ($Q_у$) и затрубного давления ($P_{затр}$) в функции

времени для скважины, работающей с явлением пульсации. Вполне понятно, что работа скважины с пульсациями является нежелательной, так как невозможно оптимизировать работу не только погружного оборудования, но и наземных коммуникаций. Явление пульсации может быть устранено либо предотвращением (существенным снижением) сепарации газа в затрубное пространство, либо постоянным отбором сепарирующегося газа из затрубного пространства.

На практике часто встречаются случаи, когда лифт, обсадная колонна или устье скважины не являются абсолютно герметичными. В этих случаях после пуска скважины в работу затрубное давление начинает резко возрастать. Затем темп нарастания его снижается, давление стабилизируется и остается постоянным ($P_{затр}=const$).

Стабилизация затрубного давления объясняется установлением динамического равновесия в системе, при котором объем сепарирующегося у приема погружного оборудования свободного газа равен объему газа, выходящего из затрубного пространства через неплотности лифта или обсадной колонны (резьбовые соединения), или через обратный клапан, установленный в выкидном манифольде

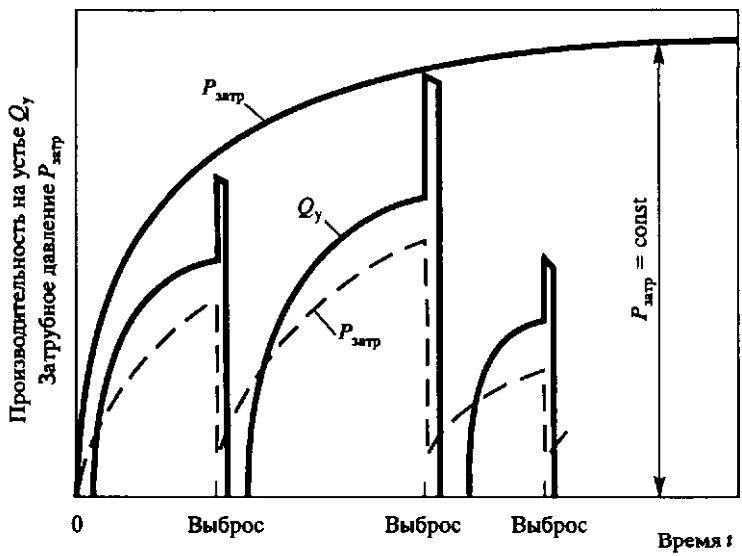


Рис. 6.52. Графики работы добывающей скважины с явлением пульсации

и соединенный с затрубным пространством (на рис. 6.51 этот элемент показан цифрой 1).

Сепарационный эффект может оказывать существенное влияние на результаты исследования скважин при снятии кривой восстановления давления, когда скважина закрывается на устье.

Выделяющийся из нефти газ в одних случаях играет безусловно положительную роль, в других — отрицательную. Рассмотрим один из важнейших эффектов в процессе добычи нефти, связанный с выделением и расширением газа — газлифтный эффект.

6.29. ГАЗЛИФТНЫЙ ЭФФЕКТ

Процесс движения газожидкостной смеси в насосно-компрессорных трубах добывающих скважин связан с выделением и расширением свободного газа, что вызывает газирование движущейся жидкости. Появление свободного газа в трубах за счет выделения его из раствора или за счет его принудительного нагнетания приводит к увеличению объема образующейся смеси с одновременным снижением плотности газожидкостной смеси по сравнению с плотностью жидкости.

Если высоту столба жидкости в трубе (свободного газа нет) обозначить через $H_ж$, то при появлении свободного газа в жидкости высота образующейся смеси увеличится и составит $H_{см}$. При этом $H_{см} > H_ж$. Эффект подъема жидкости, получаемой в результате газирования ее, будем называть газлифтным эффектом. Обозначим газлифтный эффект через $H_{гэ}$. Тогда его величина определится как разность $H_{см}$ и $H_ж$, т.е.

$$H_{гэ} = H_{см} - H_ж . \qquad (6.498)$$

Экспериментальные исследования работы добывающих скважин показали, что газлифтный эффект $H_{гэ}$ зависит от целого ряда факторов и изменяется от нескольких метров до нескольких сотен метров. Естественно, что при расчете работы реальных подъемников неучет газлифтного эффекта приводит часто к достаточно большим ошибкам и невозможности оптимизации работы глубиннонасосного оборудования (неправильный выбор насосов, энергетического оборудования, глубины спуска установки и т.д.). Исследованию газлифтного эффекта в скважинах, оборудованных, в частности, установками ЭЦН, посвящено значительное количество работ. В настоящее время газлифтный эффект определяется экспериментально,

либо рассчитывается приближенно исходя из общих закономерностей движения газожидкостной смеси.

В то же время проявляется тенденция получения эмпирических зависимостей для вычисления газлифтного эффекта. Рассмотрение только нескольких из таких зависимостей оказывается достаточным, чтобы показать их нерациональность для вычисления газлифтного эффекта. Во-первых, подбор эмпирических зависимостей, их точность и диапазон использования в значительной степени зависят от достоверности исходного материала, его качества, а также в значительной степени — от понимания физической сущности явления. Во-вторых, любая эмпирическая зависимость не охватывает всех или большинства особенностей, с которыми сталкиваются при изучении движения газожидкостных смесей в реальных скважинах.

Высота подъема жидкости $H_ж$ при заданном перепаде давлений $(P_1–P_2)$ может быть рассчитана так:

$$H_ж = \frac{P_1 - P_2}{\rho_ж g}. \tag{6.499}$$

Если продукция скважин обводнена, то:

$$H_ж = \frac{P_1 - P_2}{g\left[\rho_н\left(1 - B_{ср}\right) + \rho_в B_{ср}\right]}. \tag{6.500}$$

Подставляя значение $H_{см}$ из (6.227) и $H_ж$ из (6.500) в (6.498), получим зависимость для вычисления газлифтного эффекта $H_{гэ}$:

$$H_{гэ} = \frac{1}{g\left[\rho_н\left(1 - B_{ср}\right) + \rho_в B_{ср}\right]}\left\{\frac{1}{2}\left[A\left(P_1 - P_2\right) + B\ln\frac{P_1}{P_2} + \right.\right.$$

$$+\sqrt{B^2 + 2ABP_1 + \left(A^2 + C\right)P_1^2} - \sqrt{B^2 + 2ABP_2 + \left(A^2 + C\right)P_2^2} -$$

$$-BArsh\frac{B + AP_1}{P_1\sqrt{C}} + BArsh\frac{B + AP_2}{P_2\sqrt{C}} + \frac{AB}{\sqrt{A^2 + C}}Arsh\frac{\left(A^2 + C\right)P_1 + AB}{B\sqrt{C}} -$$

$$\left.\left. - \frac{AB}{\sqrt{A^2 + C}}Arsh\frac{\left(A^2 + C\right)P_2 + AB}{B\sqrt{C}}\right] - \left(P_1 - P_2\right)\right\}, \tag{6.501}$$

где A, B и C представлены соответственно зависимостями (6.226).

Полученная зависимость (6.501) позволяет аналитически рассчитать газлифтный эффект в условиях неизотермического движения газожидкостной смеси в добывающих скважинах. Энергетическая эффективность использования газа в процессе подъема жидкости $\eta_г$ может быть оценена отношением $H_{гэ}$ к $H_{см}$:

$$\eta_г = \frac{H_{гэ}}{H_{см}}. \qquad (6.502)$$

Обозначая в (6.227) сомножитель, стоящий в квадратных скобках, через **Р**, получим:

$$\eta_г = 1 - \frac{2(P_1 - P_2)}{\mathbf{P}}. \qquad (6.503)$$

С целью оценки точности выражения (6.501) для расчета газлифтного эффекта в упоминавшихся уже скважинах № 834 и № 1346 были рассчитаны величины $H_{гэ}$, которые соответственно составили: $H_{гэ}$=310 м и $H_{гэ}$= 430 м. Экспериментально определенные величины соответственно составили: $H_{гэ}$=309 м и $H_{гэ}$ = 422 м. Из сопоставления расчетных и экспериментальных величин $H_{гэ}$ видно, что ошибка менее 2% и лежит в пределах ошибки измерения давления глубинным манометром.

По уравнению (6.501) были проведены расчеты $H_{гэ}$ в зависимости от давления на устье скважины P_2 и параметра R, которые представлены на рис. 6.53. Анализируя зависимости с рис. 6.53, можно заключить, что:

1. Увеличение параметра R, т.е. рост относительной скорости газовых пузырьков или снижение приведенной скорости жидкости приводит к снижению газлифтного эффекта (снижению энергетической эффективности свободного газа в трубах).

2. Снижение устьевого давления при прочих неизменных условиях приводит к существенному росту газлифтного эффекта, т.е. к существенному повышению эффективности работы газа в трубах.

Из вышеизложенного следует, что повышение эффективности работы добывающих скважин может быть достигнуто снижением относительной скорости газовых пузырьков путем искусственного дробления газовой фазы и использования соответствующих поверхностно-активных веществ. С другой стороны, снижение устьевых давлений в добывающих скважинах является эффективным резервом повышения производительности их при максимальном использовании при-

родной энергии газа, выделяющегося из нефти. Тем не менее, если учесть, что снижение устьевого давления приводит к существенному дополнительному выделению свободного газа из раствора и дополнительному его расширению, то при неизменных расходе жидкости q и площади поперечного сечения подъемника f, как это следует из (6.50), параметр R может остаться неизменным, но может и измениться (увеличиться или уменьшиться). Поэтому для каждой конкретной скважины вопрос расчета оптимального значения устьевого давления с точки зрения максимального использования природной энергии газа и удовлетворения требований системы сбора нефти, газа и воды является вопросом первостепенной важности.

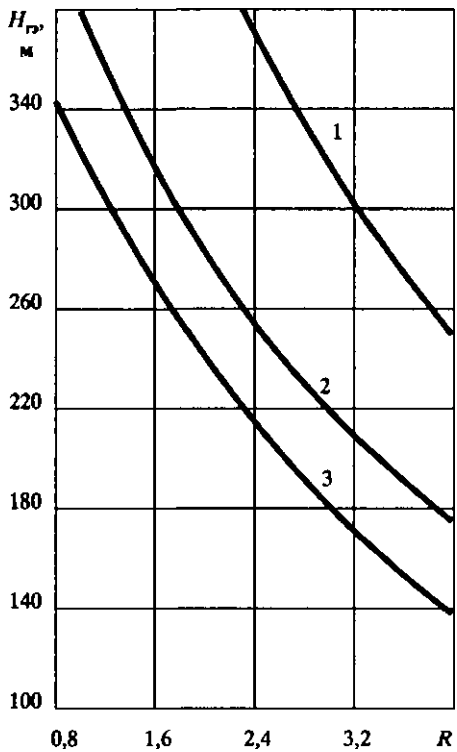


Рис. 6.53. Зависимость газлифтного эффекта от параметра R и устьевого давления:

1, 2, 3 — соответственно при устьевом давлении 0,8; 1,2 и 1,4 МПа

Таким образом, установление оптимального режима работы единой гидродинамической системы, состоящей из различных элементов (промысловая система сбора продукции скважин, подъемники добывающих скважин, сами добывающие скважины с различными элементами, глубиннонасосные установки и, наконец, пласт), является сложной задачей, которая может быть успешно решена при достаточной информации об особенностях работы каждого из перечисленных элементов.

С другой стороны, значительное изменение давления и температуры в скважине при движении продукции от забоя к устью приводит к изменению свойств продукции (нефть, газ и вода), которое может быть существенным. Остановимся на расчете основных свойств продукции при изменении давления и температуры.

6.30. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ СВОЙСТВ ГАЗА, НЕФТИ И ВОДЫ

Процесс эксплуатации скважин требует выполнения значительного количества расчетов свойств добываемых компонентов продукции, существенно зависящих от термобарических условий, которые изменяются в достаточно широких пределах.

В целях сопоставления и анализа процессов, протекающих в скважинах при изменяющихся свойствах продукции, принято рассматривать эти свойства приведенными к нормальным или стандартным условиям.

Нормальными условиями принято считать такие условия, при которых давление $P = P_0 = 0{,}101325$ МПа ($\sim 0{,}1$ МПа), а температура $T = T_0 = 273{,}15$ K (0°C).

Стандартными условиями принято считать такие условия, при которых давление $P = P_{ст} \approx 0{,}1$ МПа, а температура $T = T_{ст} = 293{,}15$ K (20 °C). В США и некоторых других странах стандартная температура $T_{ст} = 288{,}75$ K (15,6°C).

6.30.1. МОЛЕКУЛЯРНАЯ МАССА И ПЛОТНОСТЬ ГАЗА ОДНОКРАТНОГО СТАНДАРТНОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ

Молекулярная масса газа $M_г$ с учетом его объемного состава вычисляется по следующей формуле:

$$M_г = \sum_{i=1}^{n} (y_i M_i)/100, \qquad (6.504)$$

где y_i — объемная доля i-го компонента в смеси газов, %;

M_i — молекулярная масса i-го компонента;

n — число компонентов в смеси газов.

Приводим молекулярные массы некоторых газов: метан — 16,043; этан — 30,07; пропан — 44,097; бутан — 58,124; пентан — 72,151; диоксид углерода — 44,01; сероводород — 34,08; азот — 28,014.

В соответствии с законом Авогадро 1 кмоль любого газа при нормальных условиях занимает объем 22,414 м³, а при стандартных условиях — 24,05 м³. Плотность газа $\rho_г$ при известной молекулярной массе вычисляется так:

при нормальных условиях

$$\rho_{г.н} = M_г / 22{,}414 , \qquad (6.505)$$

при стандартных условиях

$$\rho_{г.ст} = M_г / 24{,}05 . \qquad (6.506)$$

Для расчета относительной плотности газа $\overline{\rho}_г$ по воздуху используется следующая зависимость:

$$\overline{\rho}_г = M_г / 28{,}98 \qquad (6.507)$$

где 28,98 — молекулярная масса воздуха.

Относительную плотность газа можно рассчитать и по следующей формуле:

$$\overline{\rho}_г = \rho_г / \rho_{воз} , \qquad (6.508)$$

где $\rho_{воз}$ — плотность воздуха, кг/м³.

Плотность воздуха при нормальных условиях $\rho_{воз.н} = 1{,}293$ кг/м³, а при стандартных — $\rho_{воз.ст} = 1{,}205$ кг/м³.

6.30.2. КОЭФФИЦИЕНТ СВЕРХСЖИМАЕМОСТИ ГАЗА, ЕГО ПЛОТНОСТЬ И ОБЪЕМ ПРИ ЗАДАННЫХ ДАВЛЕНИИ И ТЕМПЕРАТУРЕ

Состояние реальных газов при различных термобарических условиях описывается следующим уравнением:

$$PV = zGRT , \qquad (6.509)$$

где P, T — текущие значения давления (Па) и температуры (К);

V — объем газа, м³;

G — масса газа, кг;

R — удельная газовая постоянная, Дж/(кг·К);

z — коэффициент сверхсжимаемости реального газа.

Удельная газовая постоянная определяется отношением газовой постоянной $\bar{R}$ к молекулярной массе газа $M_г$

$$R = \bar{R} / M_г . \qquad (6.510)$$

Газовая постоянная при нормальных условиях $\bar{R} = 8{,}314 \cdot 10^3$ Дж/(моль · К).

Коэффициент сверхсжимаемости газа учитывает отклонение реальных газов от идеального и зависит от давления P, температуры T и состава газа. Если газ — однокомпонентный, то коэффициент его сверхсжимаемости зависит от критических давления $P_{кр}$ и температуры $T_{кр}$. Критические параметры некоторых газов следующие:

Газ	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_6H_{14}	CO_2	H_2S	N_2
$P_{кр}$, МПа	4,7	4,9	4,3	3,8	3,4	3,1	7,4	9,0	3,4
$T_{кр}$, К	190,7	306,2	369,8	425,2	470,4	508,0	304,2	373,6	126,2

Для смеси газов вводят понятие псевдокритических давления $P_{п.кр}$ и температуры $T_{п.кр}$, которые вычисляются при известном компонентном составе по формулам:

$$\left.\begin{aligned} P_{п.кр} &= \sum_{i=1}^{n} y_i P_{кр.i}, \\ T_{п.кр.} &= \sum_{i=1}^{n} y_i T_{кр.i}, \end{aligned}\right\} \qquad (6.511)$$

где y_i — объемное содержание i-го компонента газа в смеси, д.ед.

Если состав газа неизвестен, то для приближенной оценки псевдокритических давления (в МПа) и температуры (в К) можно воспользоваться формулами А.З. Истомина:

$$\left.\begin{aligned} P_{п.кр} &= 4{,}937 - 0{,}464\bar{\rho}_г, \\ T_{п.кр} &= 171{,}5\bar{\rho}_г + 97 , \end{aligned}\right\} \qquad (6.512)$$

где $\bar{\rho}_г$ — относительная (по воздуху) плотность газа.

По вычисленным значениям псевдокритических давления и температуры определяют соответствующие приведенные давление $P_{пр}$ и температуру $T_{пр}$:

$$\left.\begin{aligned} P_{\text{пр}} &= P / P_{\text{п.кр}}, \\ T_{\text{пр}} &= T / T_{\text{п.кр}}, \end{aligned}\right\} \qquad (6.513)$$

где P и T — текущие значения давления и температуры, для которых необходимо рассчитать коэффициент сверхсжимаемости.

Приведенные давление и температура для смеси углеводородных и небольшого (до 5%) количества неуглеводородных газов (без азота!) можно рассчитать по формулам П.Д. Ляпкова:

$$\left.\begin{aligned} P_{\text{пр}} &= P \cdot 10^6 / \left[10^5 \left(46{,}9 - 2{,}06\overline{\rho}_{\text{ту}}^2\right)\right], \\ T_{\text{пр}} &= T / \left(97 + 172\overline{\rho}_{\text{ту}}^2\right) \end{aligned}\right\}, \qquad (6.514)$$

где $\overline{\rho}_{\text{ту}}$ — относительная по воздуху плотность смеси газов (кроме азота)

$$\overline{\rho}_{\text{ту}} = \left(\overline{\rho}_{\text{г}} - \overline{\rho}_{\text{а}} y_{\text{а}}\right) / \left(1 - y_{\text{а}}\right); \qquad (6.515)$$

$\overline{\rho}_{\text{г}}$ — относительная плотность газа при стандартных условиях;

$\overline{\rho}_{\text{а}}$ — относительная по воздуху плотность азота ($\overline{\rho}_{\text{а}} = 0{,}97$);

$y_{\text{а}}$ — объемная доля азота в составе газа, д.ед.

Коэффициент сверхсжимаемости смеси газов, содержащих азот, вычисляют по следующей формуле:

$$z = z_{\text{у}} \left(1 - y_{\text{а}}\right) + z_{\text{а}} y_{\text{а}}, \qquad (6.516)$$

где $z_{\text{у}}$, $z_{\text{а}}$ — соответственно коэффициенты сверхсжимаемости углеводородной части и азота.

Коэффициент сверхсжимаемости $z_{\text{у}}$ по известным $P_{\text{пр}}$ и $T_{\text{пр}}$ определяется по графикам Брауна и Катца, а коэффициент сверхсжимаемости азота $z_{\text{а}}$ — также по специальному графику. Указанные коэффициенты могут быть рассчитаны по формулам. При изменении $0 \le P_{\text{пр}} \le 3$ и $1{,}3 \le T_{\text{пр}} \le 1{,}9$ можно пользоваться следующей формулой:

$$z = 1 - 10^{-2} \left(0{,}76T_{\text{пр}}^3 - 9{,}36T_{\text{пр}} + 13\right) \left(8 - P_{\text{пр}}\right) P_{\text{пр}}. \qquad (6.517)$$

Для смеси газов, не содержащих азота, в интервалах $0 \le P \le 20$ МПа и $273 \le T \le 355$ К можно рекомендовать следующие формулы: при $0 \le P_{\text{пр}} \le 3{,}8$ и $1{,}17 \le T_{\text{пр}} \le 2$

$$z_{\text{у}} = 1 - P_{\text{пр}} \left[0{,}18 / \left(T_{\text{пр}} - 0{,}73\right) - 0{,}135\right] + 0{,}016 P_{\text{пр}}^{3{,}45} / T_{\text{пр}}^{6{,}1}; \qquad (6.518)$$

при $0 \le P_{пр} \le 1{,}45$ и $1{,}05 \le T_{пр} \le 1{,}17$

$$z_y = 1 - 0{,}23P_{пр} - \left(1{,}88 - 1{,}6T_{пр}\right)P_{пр}^2; \qquad (6.519)$$

при $1.45 \le P_{пр} \le 4$ и $1{,}05 \le T_{пр} \le 1{,}17$

$$z_y = 0{,}13P_{пр} + \left(6{,}05T_{пр} - 6{,}26\right)T_{пр} / P_{пр}^2. \qquad (6.520)$$

Для азота в интервале $0 \le P \le 20$ МПа и $280 \le T_{пр} \le 380$ К

$$z_a = 1 + 0{,}564 \cdot 10^{-10}\left(T - 273\right)^{3{,}71} P^{14{,}7\sqrt{T-273}}. \qquad (6.521)$$

Зависимости для расчета плотности и объема реальных газов при заданных давлении P и температуре T таковы:

$$\rho_г(P,T) = \rho_{г.ст} PT_{ст}/(z P_0 T), \qquad (6.522)$$

$$V(P, T) = z V_{ст} P_0 T/(P T_{ст}), \qquad (6.523)$$

где $V_{ст}$ — объем газа при стандартных условиях, м^3.

6.30.3. ДАВЛЕНИЕ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ ПРИ $t < t_{пл}$

Как правило, работа добывающих скважин связана с изменением температуры в процессе подъема продукции как вследствие теплообмена с окружающими горными породами, так и вследствие работы отдельных элементов погружного оборудования, например, погружного агрегата и кабеля в установке электрического центробежного насоса. Учитывая влияние температуры на давление насыщения $P_{нас}$, можно существенно повысить точность расчета технологических процессов добычи нефти, особенно при решении оптимизационных задач.

Давление насыщения в зависимости от температуры $P_{нас.t}$ при постоянном количестве растворенного в нефти газа можно рассчитать по формуле М.Д. Штофа, Ю.Н. Белова и В.П. Прончука, если известно содержание в растворенном газе метана и азота:

$$P_{нас.t} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл}}{9{,}157 + \dfrac{701{,}8}{\Gamma_{ом}\left(y_м - 0{,}8y_а\right)}}, \qquad (6.524)$$

где $P_{нас}$ — давление насыщения нефти газом при пластовой температуре $t_{пл}$, МПа;

t — текущая температура, ^{0}С,

$\Gamma_{ом}$ — газонасыщенность пластовой нефти, характеризующаяся отношением объема газа (приведенного к нормальным условиям), растворенного в нефти, к массе дегазированной нефти, м³/т;

$y_м, y_а$ — соответственно содержание метана и азота в газе однократного разгазирования пластовой нефти в стандартных условиях, д.ед.

Необходимо размерность газосодержания пластовой нефти G_0 (м³/м³) привести к размерности формулы (6.524):

$$\Gamma_{ом} = \frac{10^3 G_0}{\rho_{нд} T_{ст} / T_0}, \qquad (6.525)$$

где 10^3 — коэффициент перевода плотности дегазированной нефти $\rho_{нд}$, выраженной в кг/м³, в плотность, выраженную в т/м³.

6.30.4. КРИВАЯ ОДНОКРАТНОГО КОНТАКТНОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ НЕФТИ

Разгазирование при $t = 20°C$

Количество выделяющегося газа при изменении давления от $P_{нас}$ до P_0 при температуре 20°С можно определить по формуле М.Д. Штофа, записанной в следующем виде:

$$G_{ом\,i} = \Gamma_{ом} R_i \left[D_1 (1 + R_i) - 1 \right], \qquad (6.526)$$

где $G_{ом\,i}$ — объем выделившегося из нефти газа при изотермическом (при 20°С) однократном ее разгазировании и снижении давления от $P_{нас.20}$ до P_i, отнесенный к массе дегазированной нефти после снижения давления до 0,1 МПа, м³/т (объем газа приведен к нормальным условиям);

$$R_i = \lg n_i / lg\,(10 \cdot P_{нас.20}); \qquad (6.527)$$

$$n_i = P_i / P_{нас.20} \text{ при } P_{нас.20} \geq P_i \geq 0{,}1 \text{ МПа}; \qquad (6.528)$$

$$D_1 = 4{,}06\,(\overline{\rho}_{нд} \overline{\rho}_г - 1{,}045); \qquad (6.529)$$

$\overline{\rho}_{нд}$ — относительная плотность дегазированной нефти (вычисляется как отношение плотности нефти при 20°С и 0,1 МПа к плотности воды при 4°С и 0,1 МПа, равной 1000 кг/м³);

$\overline{\rho}_г$ — относительная плотность газа (вычисляется как отношение плотности газа при 20°С и 0,1 МПа к плотности воздуха при 0°С и 0,1МПа, равной 1,293 кг/м³).

При расчетах разгазирования нефти рекомендуется следующий ряд значений n_i:

$$n_i = (1;\ 0{,}75;\ 0{,}5;\ 0{,}25;\ 0{,}1;\ 0{,}05;\ 0{,}1/P_{\text{нас.20}}). \qquad (6.530)$$

Значение P_i вычисляется по (6.527) с учетом (6.529).

Разгазирование при $20 \le t \le t_{\text{пл}}$

Первый метод базируется на результатах исследований МИНГ им. И.М. Губкина. По этому методу зависимость изменения газосодержания в функции давления при температуре t задана в виде:

$$\left(\frac{G_{\text{ом}i}}{\Gamma_{\text{ом}}}\right)_t = 1 - \left(\frac{P_i - 0{,}1}{P_{\text{нас}} - 0{,}1}\right)_t^f, \qquad (6.531)$$

где P_i — текущее абсолютное давление, МПа;

f — показатель степени, определяемый при однократном разгазировании так:

$$f = 0{,}32 + \frac{1}{\left(y_{\text{а}}^2 + 1{,}567\right)}, \qquad (6.532)$$

$y_{\text{а}}$ — содержание азота в газе, %.

Второй метод базируется на уравнении К.Б. Аширова и В.И. Данилова:

$$G_{0i,t} = \Gamma_0 Ш_t R_{i,t}\left[D_{1,t}\left(1 + R_{i,t}\right) - 1\right], \qquad (6.533)$$

где $Ш_t$ — коэффициент, определяемый по формуле

$$Ш_t = 1 + 0{,}029(t - 20)\left(\overline{\rho}_{\text{нд}}\overline{\rho}_{\text{г}} - 0{,}7966\right); \qquad (6.534)$$

$$R_{i,t} = \lg n_i / \lg\left(10 P_{\text{нас},t}\right); \qquad (6.535)$$

$$n_i = P_i / P_{\text{нас},t} \text{ при } P_{\text{нас},t} \ge P_i \ge 0{,}1; \qquad (6.536)$$

$$D_{1,t} = \overline{\rho}_{\text{нд}}\overline{\rho}_{\text{г}}\left[4{,}5 - 0{,}00305(t - 20)\right] - 4{,}785. \qquad (6.537)$$

6.30.5. ПЛОТНОСТЬ ГАЗА, ВЫДЕЛЯЮЩЕГОСЯ ИЗ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ОДНОКРАТНОГО РАЗГАЗИРОВАНИЯ

Плотность выделяющегося из нефти газа при однократном разгазировании рассчитывается по формуле:

$$\rho_{\text{г},i} = Ш_{\text{г}}\left[\overline{\rho}_{\text{г}} - 0{,}0036\left(1 + R_i\right)\left(105{,}7 + U_1 R_i\right)\right]\rho_{\text{возд}}, \qquad (6.538)$$

где $Ш_{\text{г}}, U_1$ — коэффициенты, рассчитываемые по формулам:

$$Ш_{тг} = 1 + 0{,}0054\,(t - 20); \tag{6.539}$$

$$U_1 = \bar{\rho}_{нд} \Gamma_{ом} - 186; \tag{6.540}$$

$\rho_{воз}$ — плотность воздуха при нормальных условиях ($\rho_{воз}$ = 1,293 кг/м^3). R_i рассчитывается по (6.535).

При P_i = 0,1МПа плотность газа

$$\rho_{тг,i} = Ш_{тг} \bar{\rho}_г \rho_{воз}. \tag{6.541}$$

6.30.6. ПЛОТНОСТЬ ГАЗА, ОСТАЮЩЕГОСЯ В НЕФТИ В РАСТВОРЕННОМ СОСТОЯНИИ

Для изотермического процесса однократного разгазирования нефти с учетом материального баланса массы газа имеем:

$$\rho_{гр.i,i} = \frac{\rho_{воз}}{(1 - F_i)} \left(\bar{\rho}_г Ш_{тг} - \rho_{тг,i} F_i \right), \tag{6.542}$$

где $\rho_{гр.i,\,i}$ — плотность газа, оставшегося в нефти в растворенном состоянии в процессе однократного разгазирования при температуре t от давления насыщения $P_{нас.t}$ до давления P_i, кг/м^3;

F_i — коэффициент, характеризующий отношение выделившегося объема газа к объему газа, оставшегося в растворенном состоянии

$$F_i = 1 - \left[1 + \frac{\lg n_i}{\lg(10 P_{нас.t})} \right] \left[1 - D_{1,t} \frac{\lg n_i}{\lg(10 P_{нас.t})} \right]; \tag{6.543}$$

$D_{1,t}$ — коэффициент, рассчитываемый по формуле (6.537);

$Ш_{тг}$ — коэффициент, определяемый по формуле (6.539).

6.30.7. ОБЪЕМНЫЙ КОЭФФИЦИЕНТ НЕФТИ

Знание объемного коэффициента нефти при различных термобарических условиях необходимо не только для выполнения расчетов в процессе эксплуатации скважин, но также для подсчета запасов нефти. Точность вычисления объемного коэффициента нефти определяет и точность расчета ее плотности при различных условиях.

Существует тесная статистическая связь между газонасыщенностью нефти, определяемой при контактном однократном изотермическом разгазировании (при t = 20°С), и ее объемным коэффициентом $b_н$:

$$\left.\begin{aligned} b_н &= 1 + 3{,}05 \cdot 10^{-3} \Gamma_0 \text{ при } \Gamma_0 \le 400 \quad м^3/м^3, \\ b_н &= 1 + 3{,}63 \cdot 10^{-3} (\Gamma_0 - 58) \text{ при } \Gamma_0 > 400 \ м^3/м^3, \end{aligned}\right\} \qquad (6.544)$$

где Γ_0 — газонасыщенность пластовой нефти, м³/м³ (объем газа приведен к стандартным условиям).

Зависимости (6.544) рекомендуются для проверки (согласования) экспериментально определенных значений объемного коэффициента пластовых нефтей. Если ошибка превышает 10 %, то достоверность экспериментального определения объемного коэффициента вызывает сомнение и указывает на необходимость повторных исследований.

Объемный коэффициент нефти можно рассчитать и по следующей формуле:

$$b_н = 1 + \lambda_0 \Gamma_0 + \alpha_н (t - 20) - \beta_н P_{пл}, \qquad (6.545)$$

где λ_0 — эмпирический коэффициент, определяемый следующим образом:

$$\lambda_0 = 10^{-3} \left[4{,}3 + 0{,}858 \rho_г + 5{,}2 \left(1 - 1{,}5 \cdot 10^{-3} \Gamma_0\right) 10^{-3} \Gamma_0 - 3{,}54 \bar{\rho}_{нд} \right], \qquad (6.546)$$

$\rho_г$ — плотность выделившегося газа при 20°С и 0,1 МПа , кг/м³;

$\bar{\rho}_{нд}$ — относительная плотность дегазированной нефти при 20°С и 0,1 МПа;

$\alpha_н$ — коэффициент термического расширения дегазированной нефти

$$\alpha_н = 10^{-3} \left\{ \begin{aligned} &2{,}638 (1{,}169 - \bar{\rho}_{нд}) \text{ при } 0{,}78 \le \bar{\rho}_{нд} \le 0{,}86, \\ &1{,}975 (1{,}272 - \bar{\rho}_{нд}) \text{ при } 0{,}86 < \bar{\rho}_{нд} \le 0{,}96, \end{aligned} \right\} \qquad (6.547)$$

$\beta_н$ — коэффициент сжимаемости дегазированной нефти, 1/МПа;

$P_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

6.30.8. ПЛОТНОСТЬ ГАЗОНАСЫЩЕННОЙ НЕФТИ

Методика расчета плотности газонасыщенной нефти $\rho_{нг}$ основана на взаимосвязи плотностей газонасыщенной и дегазированной нефти, плотности выделившегося при контактном однократном разгазировании нефти газа, объемного коэффициента и газо-

насыщенности. Основное уравнение взаимосвязи указанных параметров таково:

$$\rho_{нг} = \frac{1}{b_н}\left(\rho_{нд} + \rho_г \Gamma_0\right). \tag{6.548}$$

6.30.9. ВЯЗКОСТЬ НЕФТИ

А. Вязкость дегазированной нефти при t = 20°С

Для оценки вязкости нефти при t = 20°С и атмосферном давлении можно использовать формулы И.И. Дунюшкина:

$$\left.\begin{aligned} \overline{\mu}_{н20} &= \left[\frac{0,658\rho^2_{нд}}{0,886 - \overline{\rho}^2_{нд}}\right]^2 \quad \text{при } 0,845 < \overline{\rho}_{нд} < 0,924, \\ \overline{\mu}_{н20} &= \left[\frac{0,456\overline{\rho}^2_{нд}}{0,833 - \overline{\rho}^2_{нд}}\right]^2 \quad \text{при } 0,78 < \overline{\rho}_{нд} \le 0,845, \end{aligned}\right\} \tag{6.549}$$

где $\overline{\mu}_{н20}$ — относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при 20°С и атмосферном давлении. Вязкость воды при 20°С и P = 0,1 МПа, $\mu_{в20}$ = 1мПа·с.

Б. Вязкость дегазированной нефти при любой температуре

Зависимость вязкости дегазированной нефти от температуры выражается формулой И.И. Дунюшкина:

$$\mu_н = \frac{1}{C}\left(C\overline{\mu}_{н_1}\right)^a, \tag{6.550}$$

где $\mu_н$ — относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при искомой температуре;

$\overline{\mu}_{н_1}$ — относительная (по воде) динамическая вязкость дегазированной нефти при известной температуре t_1;

a — коэффициент, определяемый по уравнению:

$$a = \frac{1}{1 + в\left(t - t_1\right)\lg\left(c\overline{\mu}_{н_1}\right)}, \tag{6.551}$$

$в$, c — коэффициенты, зависящие от вязкости дегазированной нефти и вычисляемые по следующим зависимостям:

$$в = 2,52\cdot10^{-3}\ 1/°С, \quad c = 10 \text{ при } \overline{\mu}_н \ge 1000, \tag{6.552}$$

$$в = 1{,}44 \cdot 10^{-3}\ 1/^0\text{C}, \quad c = 100 \text{ при } 10 \le \bar{\mu}_н \le 1000, \tag{6.553}$$

$$в = 0{,}76 \cdot 10^{-3}\ 1/^0\text{C}, \quad c = 1000 \text{ при } \bar{\mu}_н < 10. \tag{6.554}$$

В. Вязкость газонасыщенной нефти при пластовой температуре

Для расчета используется формула:

$$\bar{\mu}_{нг} = A \cdot \bar{\mu}_{нд}^{B}, \tag{6.555}$$

где $\bar{\mu}_{нг}$ — относительная вязкость газонасыщенной нефти при температуре t и давлении насыщения;

$\bar{\mu}_{нд}$ — относительная вязкость дегазированной нефти при температуре t и атмосферном давлении;

A, B — корреляционные коэффициенты, зависящие от количества растворенного газа в нефти:

$$A = \exp\left[-87{,}24 \cdot 10^{-4} Г^* + 12{,}9 \cdot 10^{-6} (Г^*)^2\right], \tag{6.556}$$

$$B = \exp\left[-47{,}11 \cdot 10^{-4} Г^* + 8{,}3 \cdot 10^{-6} (Г^*)^2\right], \tag{6.557}$$

$Г^*$ — газонасыщенность нефти (объем газа приведен к 15,6°С и атмосферному давлению), м³/м³;

$$Г^* = 0{,}983\ (1 + 5\alpha_н)\ Г_0, \tag{6.558}$$

$Г_0$ — газонасыщенность нефти (объем газа приведен к 20°С и атмосферному давлению), м³/м³;

$\alpha_н$ — коэффициент, рассчитываемый по (6.547).

6.30.10. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ*

Так как вода является одним из компонентов продукции скважины, знание ее свойств является необходимым. Исходными данными для расчета физических свойств воды являются давление, температура и концентрация растворенных в воде солей.

При известной концентрации растворенных в воде солей можно рассчитать их массовое содержание:

$$C = 100 \cdot C'/(1000 + C'), \tag{6.559}$$

где C — массовое содержание солей в воде, % (отношение числа граммов соли, растворенной в 100 г воды);

C' — концентрация растворенных солей, г/л (число граммов

*Алгоритм расчета составлен в МИНГ им. И.М. Губкина В.Г. Гроном

соли, растворенной в 1 л воды).

Газонасыщенность соленой воды вычисляют по следующей корреляционной зависимости:

$$\overline{\Gamma}_{в} = \Gamma_{св} / \Gamma_{пв} = 1/10^{(\alpha_T \cdot C)}, \qquad (6.560)$$

где $\overline{\Gamma}_{в}$ — относительная газонасыщенность соленой воды;

$\Gamma_{св}, \Gamma_{пв}$ — соответственно газонасыщенности соленой и пресной вод, м^3/м^3 (при известном газовом факторе пластовой воды следует принимать приближенное значение коэффициента растворимости газа в воде $\alpha_{г} = 0{,}15$ м^3/(м^3·МПа);

α_T — температурный коэффициент

$$\alpha_T = 0{,}048/(T - 273)^{0{,}2096}; \qquad (6.561)$$

T — текущая температура, К.

Объемный коэффициент соленой воды $b_{в}$ рассчитывают так: при $P \le P_{нас}$ и $T \le T_{пл}$

$$b_{в} = 1 + \Delta b\,(T) + \Delta b\,(\Gamma_{в}) + \Delta b\,(P), \qquad (6.562)$$

где $\Delta b\,(T)$ — изменение объемного коэффициента при изменении температуры от стандартной $T_{ст} = 293$ К до $T \le T_{пл}$ при атмосферном давлении;

$\Delta b\,(\Gamma_{в})$ — изменение объемного коэффициента вследствие растворимости газа в воде с растворенными в ней солями при заданных давлении и температуре;

$\Delta b\,(P)$ — изменение объемного коэффициента вследствие сжимаемости воды при изменении давления от стандартного $P_{ст} = 0{,}1$ МПа до текущего давления $P \le P_{нас}$ при заданной температуре $T \le T_{пл}$.

Для вычисления указанных поправок используются следующие зависимости:

$$\Delta b(T) = \alpha_{в}(T)(T - 293), \qquad (6.563)$$

где $\alpha_{в}(T)$ — объемный коэффициент теплового расширения воды (в 1/К) при $T \le T_{пл}$

$$\alpha_{в}(T) = \alpha_{в}(T_{ст}) + 0{,}18 \cdot 10^{-4}\,(T - 293)^{0{,}6746}, \qquad (6.564)$$

$\alpha_{в}(T_{ст})$ — объемный коэффициент теплового расширения воды при $T_{ст} = 293$ К, равный $1{,}8 \cdot 10^{-4}$ 1/К,

$$\Delta b(\Gamma_{в}) = \overline{\Gamma}_{в}\,(b_{пвг} - b_{пв}), \qquad (6.565)$$

где $b_{пвг}$, $b_{пв}$ — соответственно объемные коэффициенты пресной воды, насыщенной газом, и пресной воды без газа

$$\Delta b(\Gamma_в) = 10^{-4}\left[1{,}8829 + 0{,}0102(T - 273)\right]\rho\overline{\Gamma}_в, \qquad (6.566)$$

$$\Delta b(P) = -\beta_в(T)P; \qquad (6.567)$$

$\beta_в(T)$ — коэффициент сжимаемости пресной воды при заданной температуре T, 1/МПа,

$$\beta_в(T) = \beta_в(T_{ст}) + (T - 293)\left[3{,}125 \cdot 10^{-4}(T - 293) - 2{,}5 \cdot 10^{-2}\right]10^{-4}, \qquad (6.568)$$

где $\beta_в(T_{ст})$ — коэффициент сжимаемости пресной воды при $T_{ст} = 293$ К, равный $4{,}7 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа;

P — давление, МПа;

при $P > P_{нас}$ и $T = T_{пл}$:

$$b_{в\,пл} = b_в(P_{нас}, T_{пл})\left[1 - \beta_{вг}(T_{пл})(P - P_{нас})\right]; \qquad (6.569)$$

$b_в(P_{нас}, T_{пл})$ — объемный коэффициент пластовой воды при $P = P_{нас}$ и $T = T_{пл}$;

$\beta_{вг}(T_{пл})$ — коэффициент сжимаемости воды с растворенным в ней газом

$$\beta_{вг}(T_{пл}) = \beta_в(T_{пл})(1 + 0{,}05\Gamma_в), \qquad (6.570)$$

где $\Gamma_в$ — газонасыщенность пластовой воды, м³/м³.

Газонасыщенность пластовой воды рассчитывается так:

— при отсутствии растворенных солей

$$\Gamma_в = \alpha_г(P_{нас} - P_0), \qquad (6.571)$$

— при наличии растворенных солей

$$\Gamma_в = \alpha_г(P_{нас} - P_0)/\left(10^{\alpha_т C}\right), \qquad (6.572)$$

$$\alpha_г = 0{,}15\text{м}^3/\left(\text{м}^3 \cdot \text{МПа}\right).$$

Плотность пластовой воды (пренебрегаем массой растворенного газа) рассчитывается по формуле:

$$\rho_{в\,пл} = \rho_{в\,ст}/b_{в\,пл}, \qquad (6.573)$$

где $\rho_{в\,ст}$ — плотность воды в стандартных условиях, кг/м³.

Она зависит от массового содержания растворенных солей C (%):

$$\left.\begin{array}{rl} \text{при } 0 < C \le 12 & \rho_{в\,ст} = 1000 + 6{,}95 \cdot C \\ 12 < C \le 20 & \rho_{в\,ст} = 1010{,}5 + 6{,}08 \cdot C \\ 20 < C \le 26 & \rho_{в\,ст} = 1027{,}1 + 5{,}25 \cdot C \end{array}\right\} \qquad (6.574)$$

Вязкость пластовой воды $\mu_в$ (в мПа·с) рассчитывают, учитывая влияние температуры и наличие растворенных солей:

$$\mu_в = \left[1,4 + 3,8 \cdot 10^{-3} \left(\rho_{в\,ст} - 1000\right)\right] \Big/ \left[10^{0,0065(T-273)}\right]. \qquad (6.575)$$

Ориентировочное значение поверхностного натяжения пластовой воды на границе с газом $\sigma_{вг}$ рассчитывают по формуле:

$$\sigma_{вг} = 10^3 / 10^{1,19+0,01 \cdot P}, \qquad (6.576)$$

где P — текущее давление, МПа.

Чтобы закончить рассмотрение вопроса расчета свойств продукции скважин, необходимо кратко остановиться на расчете поверхностного натяжения смеси «газ—нефть—вода».

Поверхностное натяжение нефти на границе с водой $\sigma_{нв}$:

$$\sigma_{нв} = \sigma_{вг} - \sigma_{нг}, \qquad (6.577)$$

где $\sigma_{вг}$, $\sigma_{нг}$ — поверхностное натяжение на границе «вода—газ» и «нефть—газ», мН/м.

Поверхностное натяжение $\sigma_{нг}$ рассчитывается так:

$$\sigma_{нг} = 10^3 / 10^{1,58+0,05P} - 72 \cdot 10^{-3} (T - 305). \qquad (6.578)$$

Вышеизложенные теоретические основы подъема продукции из скважин служат достаточным фундаментом для рассмотрения способов эксплуатации скважин и анализа основных результатов, получаемых в практической деятельности инженера по разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений.

ГЛАВА 7
ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

Под фонтанной эксплуатацией понимается такой способ подъема продукции скважины от забоя на дневную поверхность, при котором располагаемая энергия на забое $W_{заб}$ больше или равна энергии, расходуемой на преодоление различных сопротивлений W_c на всей длине скважины в процессе подъема, т.е. $W_{заб} \geq W_c$.

7.1. ОСНОВЫ ФОНТАНИРОВАНИЯ СКВАЖИН

Основными источниками естественного фонтанирования являются потенциальная энергия жидкости $W_ж$ и газа $W_г$, выделяющегося из нефти при давлении, меньшем давления насыщения. Таким образом, естественное фонтанирование осуществляется только за счет природной энергии $W_п$, которой обладает продукция скважины на забое $W_{заб}$:

$$W_{заб} = W_п = W_ж + W_г. \qquad (7.1)$$

В зависимости от физико-химических свойств продукции и технологического режима работы скважины составляющие природной энергии ($W_ж$ и $W_г$) могут быть различными по величине:

$$\left.\begin{aligned} W_ж > W_г, \\ W_ж = W_г, \\ W_ж < W_г \end{aligned}\right\}. \qquad (7.2)$$

В зависимости от соотношения этих слагаемых природной энергии, а также от соотношения $P_{заб}$ и $P_{нас}$ можно использовать различные принципиальные схемы оборудования добывающих скважин, которые представлены на рис. 7.1.

Если разработка ведется при искусственном воздействии на залежь, например, поддержанием пластового давления, то в залежь вводится значительное количество потенциальной энергии с поверхности, которая распределяется между скважинами, и на каждую скважину приходится определенное количество искусственно введенной энергии $W_и$.

В общем случае энергия, которой располагает продукция на забое скважины, такова:

$$W_{заб} = W_п + W_и$$

или

$$W_{заб} = W_ж + W_г + W_и. \qquad (7.3)$$

Из выражения (7.3) следует, что при $W_и = 0$ подъем продукции скважины осуществляется только за счет природной энергии, поэтому такой способ будем называть естественным фонтанированием. Если же $W_и > 0$, то такой способ подъема продукции будем называть искусственным фонтанированием. Если в выражении (7.3) положить $W_и = 0$ и $W_г = 0$ ($P_у \geq P_{нас}$), то

$$W_{заб} = W_ж \qquad (7.4)$$

и такой вид фонтанирования называется артезианским.

Возвратимся к рис. 7.1, на котором схематично показаны скважины, осуществляющие подъем продукции за счет фонтанирования.

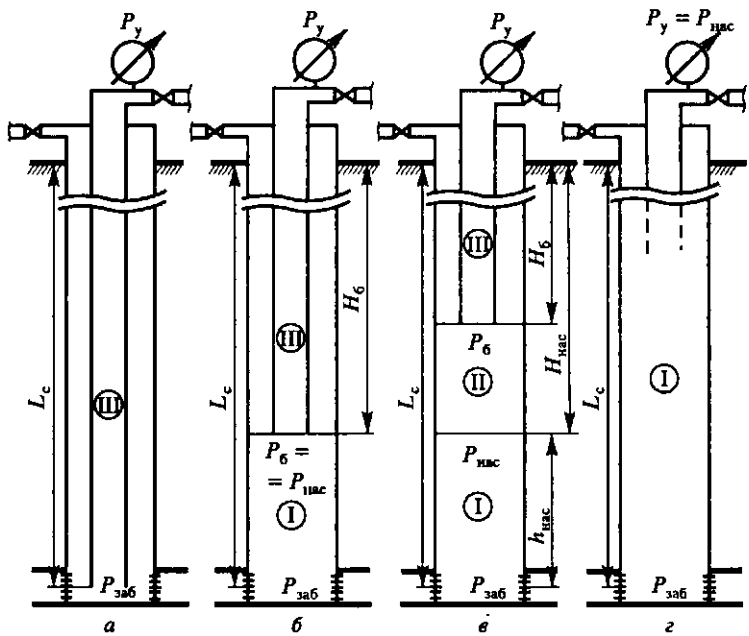


Рис. 7.1. Схемы оборудования скважин при фонтанировании:

а — условия: $W_ж \leq W_г$, $P_{заб} \leq P_{нас}$, $P_б \leq P_{нас}$, $H_б = L_с$;

б — условия: $W_ж > W_г$, $P_{заб} > P_{нас}$, $P_б = P_{нас}$, $H_б < L_с$;

в — условия: $W_ж > W_г$, $P_{заб} > P_{нас}$, $P_б < P_{нас}$, $H_б < L_с$;

г — условия: $W_ж = W_{заб}$ ($W_г = 0$), $P_у \geq P_{нас}$, $H_б < L_с$ ($H_б \geq 0$);

I — зона движения жидкости в скважине;

II — зона движения газожидкостной смеси в скважине;

III — зона движения газожидкостной смеси в подъемнике

Схема, представленная на рис. 7.1а, предпочтительна в том случае, когда $W_ж \le W_г$ ($P_б \le P_{заб}$), т.е. для нефтей различной газонасыщенности и с большим давлением насыщения ($P_{заб} \le P_{нас}$), что позволяет в значительной степени использовать природную энергию газа на подъем продукции ($H_б \approx L_с$).

Схема, представленная на рис. 7.1б, предпочтительна в том случае, когда $W_ж > W_г$, т.е. для нефтей с невысокой газонасыщенностью и небольшим давлением насыщения. С целью максимального использования природной энергии газа башмак подъемника необходимо спускать на глубину, соответствующую давлению насыщения ($P_б = P_{нас}, H_б < L_с$).

Схема, представленная на рис. 7.1в, предпочтительна в том случае, когда $W_ж > W_г$ ($P_{заб} > P_{нас}, P_б < P_{нас}$), и может быть рекомендована для различных физико-химических свойств продукции при определенных технологических ограничениях. По экономическим критериям эта схема может не уступать двум предыдущим.

Схема, представленная на рис. 7.1г, характерна для артезианских скважин и технологически отличается от описанных тем, что давление на устье скважины больше или равно давлению насыщения ($P_у \ge P_{нас}$).

Забойное давление для таких скважин рассчитывается так:

$$P_{заб} \ge L_с \rho_ж g + \Sigma P_с + P_{нас}, \qquad (7.5)$$

где $\rho_ж$ — плотность продукции скважины, кг/м^3;

$\Sigma P_с$ — суммарные потери энергии на преодоление сопротивлений, определяемых динамикой потока, Па.

Глубина спуска башмака подъемника $H_б$ в таких скважинах может быть различной и зависит только от свойств продукции и режима ее движения. В отдельных случаях допустима эксплуатация таких скважин без подъемных труб.

Рассмотрим, от каких параметров зависит естественное фонтанирование.

7.2. УСЛОВИЯ ЕСТЕСТВЕННОГО ОПТИМАЛЬНОГО ФОНТАНИРОВАНИЯ

Под естественным оптимальным фонтанированием будем понимать процесс подъема продукции скважины под действием природной энергии при работе подъемника на оптимальном режиме (максимальный коэффициент его полезного действия).

Рассмотрение начнем с наиболее простого случая, соответствующего схеме рис. 7.1а.

Потенциальная энергия 1 м³ продукции (нефти), находящейся на забое скважины при давлении $P_{заб}$, равна:

$$W'_{ж} = 1\text{м}^3 \rho_{ж} g \left(\frac{P_{заб}}{\rho_{ж} g} \right) = 1\text{м}^3 P_{заб} \text{ [Дж]}. \qquad (7.6)$$

При подъеме продукции в скважине энергия расходуется на преодоление различных сопротивлений. Если давление на устье скважины обозначим через P_y, то потенциальная энергия 1 м ³ продукции равна:

$$W''_{ж} = 1\text{м}^3 \rho_{ж} g \left(\frac{P_{заб} - P_y}{\rho_{ж} g} \right) = 1\text{м}^3 \left(P_{заб} - P_y \right) \text{ [Дж]}. \qquad (7.7)$$

Если в 1 м³ продукции (нефти) растворено G_0 м³ газа, то этот газ начинает выделяться при давлении, равном давлению насыщения, а его энергия такова:

$$W''_{г} = \int_{P_y}^{P_{нас}} G dP, \qquad (7.8)$$

где G — количество выделившегося из 1 м³ нефти свободного газа при изменении давления от $P_{нас}$ до P_y, приведенное к среднему давлению P, м³.

Рассматривая процесс подъема продукции неизотермическим, распределение температуры в подъемнике можно записать в таком виде:

$$T = T_y + \kappa (P - P_y), \qquad (7.9)$$

где T_y, P_y — температура и давление на устье скважины, К, МПа;

κ — эмпирический числовой размерный коэффициент, К/МПа;

P — давление, $(P \geq P_y)$, МПа.

Принимая уравнение состояния реального газа, запишем:

$$G = \frac{G_0 P_0 T z}{T_0 P} \qquad (7.10)$$

или с учетом эмпирического закона распределения температуры (7.9):

$$G = \frac{G_0 P_0 z}{T_0 P}\left(T_y - \kappa P_y\right) + \frac{G_0 P_0 \kappa z}{T_0}, \qquad (7.11)$$

где z — коэффициент сверхсжимаемости реального газа, зависящий от состава газа, давления и температуры.

При фонтанной эксплуатации, как показывает практика, этот коэффициент изменяется в небольших пределах и без большой погрешности можно принять $z = \text{const}$.

Тогда энергию газа в соответствии с (7.8) и (7.11) можно записать в таком виде:

$$W''_г = \frac{zG_0P_0\left(T_y - \kappa P_y\right)}{T_0}\int_{P_y}^{P_{нас}}\frac{dP}{P} + \frac{G_0P_0\kappa z}{T_0}\int_{P_y}^{P_{нас}} dP$$

или

$$W''_г = \frac{G_0P_0\left(T_y - \kappa P_y\right)z}{T_0}\ln\frac{P_{нас}}{P_y} + \frac{G_0P_0\kappa z}{T_0}\left(P_{нас} - P_y\right). \qquad (7.12)$$

Естественное фонтанирование происходит за счет природной энергии нефти и газа, а потенциальная энергия 1 м³ продукции скважины равна:

$$W_1 = W''_ж + W''_г = \left(P_{заб} - P_y\right) + \frac{G_0P_0\left(T_y - \kappa P_y\right)z}{T_0}\ln\frac{P_{нас}}{P_y} +$$

$$+ \frac{G_0P_0\kappa z}{T_0}\left(P_{нас} - P_y\right). \qquad (7.13)$$

В соответствии с рассматриваемой схемой (рис. 7.1а):

$$P_{заб} = P_{нас}. \qquad (7.14)$$

Максимальное использование энергии выделяющегося газа на подъем нефти достигается тогда, когда коэффициент естественной сепарации свободного газа у башмака фонтанного лифта σ_0 равен нулю. Это возможно при соблюдении условия (7.14).

С учетом (7.14) перепишем выражение (7.13) в виде:

$$W_1 = \left(P_{нас} - P_y\right)\left(1 + \frac{G_0P_0\kappa z}{T_0}\right) + \frac{G_0P_0\left(T_y - \kappa P_y\right)z}{T_0}\ln\frac{P_{нас}}{P_y}. \qquad (7.15)$$

Энергия, расходуемая на подъем 1 м³ нефти на дневную поверхность при работе подъемника на оптимальном режиме, такова:

$$W_2 = \left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)\left(1 + \frac{R_{0\,\text{опт}} P_0 \kappa z}{T_0}\right) + \frac{R_{0\,\text{опт}} P_0 \left(T_{\text{у}} - \kappa P_{\text{у}}\right) z}{T_0} \ln \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}}, \quad (7.16)$$

где $R_{0\,\text{опт}}$ — потребный удельный расход газа при работе подъемника на оптимальном режиме.

Для расчета $R_{0\,\text{опт}}$ академиком А.П. Крыловым рекомендуется следующая зависимость:

$$R_{0\,\text{опт}} = \frac{1{,}227 \cdot 10^{-2} H_{\text{б}} \left(\rho_{\text{ж}} g H_{\text{б}} - P_{\text{нас}} + P_{\text{у}}\right)}{d^{0{,}5} \left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right) \lg \dfrac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}}}, \quad (7.17)$$

где $H_{\text{б}}$ — глубина спуска башмака фонтанного лифта, м;

$\rho_{\text{ж}}$ — плотность поднимаемой жидкости, кг/м^3.

В случае добычи обводненной продукции

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} (1 - B) + \rho_{\text{в}} B, \quad (7.18)$$

где B — обводненность продукции, д.ед.;

$\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{в}}$ — соответственно плотности нефти и воды, кг/м^3;

d — диаметр подъемника, м.

При условии (7.14):

$$H_{\text{б}} = L_{\text{с}}. \quad (7.19)$$

Совершенно очевидно, что естественное оптимальное фонтанирование возможно при соблюдении следующего условия:

$$W_1 \geq W_2. \quad (7.20)$$

Используя выражения (7.15) и (7.16), условие (7.20) перепишем в виде:

$$\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)\left(1 + \frac{G_0 P_0 \kappa z}{T_0}\right) + \frac{G_0 P_0 \left(T_{\text{у}} - \kappa P_{\text{у}}\right) z}{T_0} \ln \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}} =$$

$$= \left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)\left(1 + \frac{R_{0\,\text{опт}} P_0 \kappa z}{T_0}\right) + \frac{R_{0\,\text{опт}} P_0 \left(T_{\text{у}} - \kappa P_{\text{у}}\right) z}{T_0} \ln \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}}$$

или

$$\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)\left(G_0 - R_{0\,\text{опт}}\right)\frac{P_0 \kappa z}{T_0} + \left(G_0 - R_{0\,\text{опт}}\right)\frac{P_0 \left(T_{\text{у}} - \kappa P_{\text{у}}\right) z}{T_0} \ln \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}} = 0. \quad (7.21)$$

Так как $P_у < P_{нас}$, а остальные параметры (7.21) больше нуля, выражение (7.21) может существовать только при условии

$$G_0 - R_{0\,опт} = 0$$

или

$$G_0 = R_{0\,опт}. \qquad (7.22)$$

В рассматриваемом случае давление в подъемнике изменяется от $P_{нас}$ до $P_у$ ($P_у > P_0$), и из нефти выделяется не весь растворенный газ, а его определенная часть. Ту часть газа, которая выделяется в подъемнике при снижении давления от $P_{нас}$ до $P_у$, будем называть эффективно действующим газовым фактором $G_{0\,эф}$:

$$G_{0\,эф} = G_0 - \alpha P, \qquad (7.23)$$

где α — коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³ МПа).

При среднем давлении в подъемнике

$$P = \frac{P_у + P_{нас}}{2}, \qquad (7.24)$$

эффективно действующий газовый фактор будет равен:

$$G_{0\,эф} = G_0 - \alpha\frac{\left(P_у + P_{нас}\right)}{2}. \qquad (7.25)$$

Если продукция скважины обводнена и обводненность составляет B, то

$$G_{0\,эф} = (1-B)\left[G_0 - \alpha\frac{\left(P_у + P_{нас}\right)}{2}\right]. \qquad (7.26)$$

Подставляя в (7.22) вместо G_0 эффективно действующий газовый фактор из выражения (7.26), а также учитывая (7.17), получим:

$$(1-B)\left[G_0 - \alpha\frac{\left(P_у + P_{нас}\right)}{2}\right] = \frac{1{,}227\cdot 10^{-2} H_б\left(\rho_ж g H_б - P_{нас} + P_у\right)}{d^{0{,}5}\left(P_{нас} - P_у\right)\lg\frac{P_{нас}}{P_у}}. \qquad (7.27)$$

Выражение (7.27) является условием естественного оптимального фонтанирования скважины для случая рис. 7.1а.

Проанализируем полученное условие (7.27). Рассмотрим влияние давления и обводненности на эффективно действующий газовый фактор $G_{0\,эф}$ и оптимальный удельный расход газа $R_{0\,опт}$.

Эффективно действующий газовый фактор с увеличением давления линейно снижается, причем, чем выше обводненность продукции, тем в большей степени он снижается. Оптимальный удельный расход газа с увеличением давления также снижается (но нелинейно). Влияние обводненности на $R_{0\,опт}$ сказывается через плотность жидкости $\rho_ж$, которая в соответствии с (7.19) с ростом обводненности возрастает. Поэтому при росте обводненности возрастает числитель правой части выражения (7.27) и удельный расход несколько возрастает.

На рис. 7.2 представлены указанные зависимости, из которых вытекает чрезвычайно важный практический вывод: с ростом обводненности продукции давление фонтанирования увеличивается (P_1 — давление фонтанирования при обводненности продукции $B = 0$, а P_2 — давление фонтанирования при обводненности $B > 0$).

Таким образом, давление фонтанирования, естественно, при соблюдении условия (7.27), может изменяться в достаточно широких пределах.

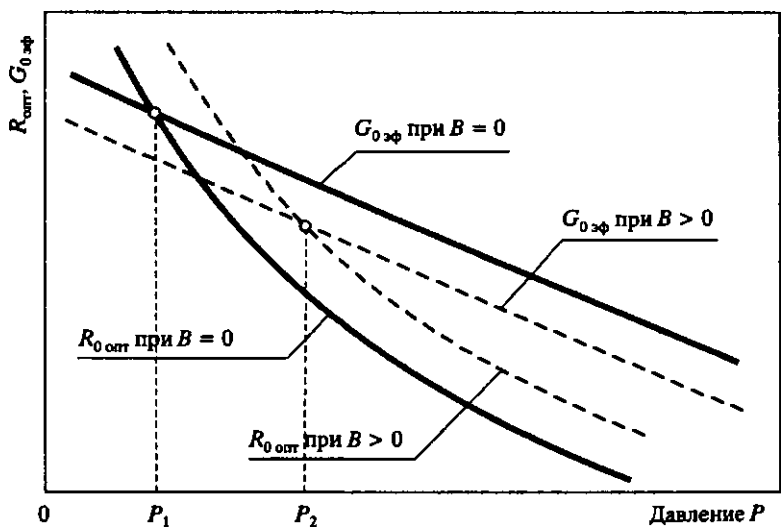


Рис. 7.2. Влияние обводненности продукции скважины на давление фонтанирования

Рассмотрим случай, когда $W_ж > W_г$, $P_{заб} > P_{нас}$, $P_б < P_{нас}$, $H_б < L_c$ (рис. 7.1в). Весь интервал подъема продукции скважины на дневную поверхность можно разбить на три зоны:

I — зона движения жидкости (от $P_{заб}$ до $P_{нас}$);

II — зона движения газожидкостной смеси в скважине диаметром D_c (от $P_{нас}$ до $P_б$);

III — зона движения газожидкостной смеси в подъемнике диаметром d (от $P_б$ до $P_у$).

В зоне движения жидкости продукция поднимается только под действием потенциальной энергии жидкости и баланс энергии представлен в виде:

$$P_{заб} - P_{нас} = h_{нас}\rho'_ж g + P_{тр}(h_{нас}), \qquad (7.28)$$

где $\rho'_ж$ — плотность жидкости в I зоне, рассчитываемая для обводненной продукции по ранее данным рекомендациям с проверкой накопления или ненакопления воды в этой зоне, кг/м^3;

$P_{тр}(h_{нас})$ — потери на трение в этой зоне, Па;

$h_{нас}$ — расстояние движения жидкости, м,

$$h_{нас} = L_c - H_{нас}. \qquad (7.29)$$

Рассчитывают потери давления на трение в скважине на участке $h_{нас}$:

$$P_{тр}(h_{нас}) = \lambda\rho'_ж \frac{h_{нас}\upsilon^2}{2D_c}, \qquad (7.30)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления, рассчитываемый в зависимости от режима движения жидкости по формулам классической гидравлики;

υ — скорость движения жидкости, м/с.

Подставляя (7.30) в (7.28), находим $h_{нас}$:

$$h_{нас} = \frac{P_{заб} - P_{нас}}{\rho'_ж\left(g + \lambda\frac{\upsilon^2}{2D_c}\right)}, \qquad (7.31)$$

а затем по (7.29) — глубину $H_{нас}$:

$$H_{нас} = L_c - \frac{P_{заб} - P_{нас}}{\rho'_ж\left(g + \lambda\frac{\upsilon^2}{2D_c}\right)}. \qquad (7.32)$$

Таким образом, под действием только потенциальной энергии жидкости продукция поднимается до глубины $H_{нас}$.

Во II зоне от $P_{нас}$ до $P_б$ фонтанирование происходит под действием как потенциальной энергии жидкости, так и потенциальной энергии газа.

Рассмотрим условие фонтанирования скважины в этой зоне.

Потенциальная энергия 1 м^3 жидкости равна:

$$W''_ж = 1\text{м}^3 (P_{нас} - P_б), \tag{7.33}$$

а потенциальная энергия газа, выделяющегося из 1 м^3 нефти:

$$W''_г = \int_{P_б}^{P_{нас}} GdP . \tag{7.34}$$

Распределение температуры в интервале $(P_{заб} - P_б)$ можно задать в виде (при расчете температуры от забоя к устью):

$$T = T_{пл} - \kappa (P_{заб} - P), \tag{7.35}$$

при условии

$$P_б < P_{заб}, \tag{7.36}$$

где $T_{пл}$ — пластовая температура, К;

$P_{заб}$ — забойное давление, МПа;

$P_б$ — давление у башмака, МПа;

κ — эмпирический числовой размерный коэффициент, К/МПа.

Количество выделяющегося газа при изменении давления от $P_{нас}$ до $P_б$ соответствует выражению (7.10).

Перепишем выражение (7.10) с учетом (7.35):

$$G = \frac{G_0 P_0 z}{T_0 P}(T_{пл} - \kappa P_{заб}) + \frac{G_0 P_0 z \kappa}{T_0} . \tag{7.37}$$

Потенциальная энергия этого газа такова (при z = const):

$$W''_г = \frac{G_0 P_0 (T_{пл} - \kappa P_{заб}) z}{T_0} \int_{P_б}^{P_{нас}} \frac{dP}{P} + \frac{G_0 P_0 \kappa z}{T_0} \int_{P_б}^{P_{нас}} dP . \tag{7.38}$$

После интегрирования получаем (в пределах от $P_{нас}$ до $P_б$):

$$W''_г = \frac{G_0 P_0 (T_{пл} - \kappa P_{заб}) z}{T_0} \ln \frac{P_{нас}}{P_б} + \frac{G_0 P_0 \kappa z}{T_0}(P_{нас} - P_б) . \tag{7.39}$$

Природная энергия W_1 единицы продукции составляет:

$$W_1 = W''_{ж} + W''_{г} = (P_{нас} - P_б) + \frac{G_0 P_0 (T_{пл} - \kappa P_{заб}) z}{T_0} \ln \frac{P_{нас}}{P_б} +$$

$$+ \frac{G_0 P_0 \kappa z}{T_0} (P_{нас} - P_б)$$

или:

$$W_1 = (P_{нас} - P_б)\left(1 + \frac{G_0 P_0 \kappa z}{T_0}\right) + \frac{G_0 P_0 (T_{пл} - \kappa P_{заб}) z}{T_0} \ln \frac{P_{нас}}{P_б}. \quad (7.40)$$

Потребная энергия на подъем единицы продукции скважины в зоне II составляет:

$$W_2 = (P_{нас} - P_б)\left(1 + \frac{R_{0\,опт} P_0 \kappa z}{T_0}\right) + \frac{R_{0\,опт} P_0 (T_{пл} - \kappa P_{заб}) z}{T_0} \ln \frac{P_{нас}}{P_б}. \quad (7.41)$$

Приравнивая (7.40) и (7.41), получаем:

$$(G_0 - R_{опт})\left[\frac{P_0 \kappa z}{T_0}(P_{нас} - P_б) + \frac{P_0 (T_{пл} - \kappa P_{заб}) z}{T_0} \ln \frac{P_{нас}}{P_б}\right] = 0. \quad (7.42)$$

Выражение (7.42) безусловно превращается в нуль при

$$G_0 = R_{0\,опт}. \quad (7.43)$$

Эффективно действующий газовый фактор в изучаемой зоне равен:

$$G_{0\,эф} = (G_0 - \alpha P)(1 - B), \quad (7.44)$$

где P — среднее давление в исследуемом интервале:

$$P = \frac{P_{нас} + P_б}{2}. \quad (7.45)$$

С учетом этого эффективно действующий газовый фактор составит:

$$G_{0\,эф} = (1 - B)\left[G_0 - \alpha \frac{(P_{нас} + P_б)}{2}\right]. \quad (7.46)$$

Потребный оптимальный удельный расход газа в этом случае записывается в следующем виде:

$$R_{0\,опт} = \frac{1{,}227 \cdot 10^{-2} (H_{нас} - H_б)\left[\rho'_{ж} g (H_{нас} - H_б) - P_{нас} + P_б\right]}{d^{0{,}5} (P_{нас} - P_б) \lg \frac{P_{нас}}{P_б}}. \quad (7.47)$$

Подставляя в (7.43) выражения (7.46) и (7.47), получаем условие оптимального естественного фонтанирования на интервале от $P_{нас}$ до $P_б$:

$$(1-B)\left[G_0-\alpha\frac{(P_{нас}+P_б)}{2}\right]=$$

$$=\frac{1{,}227\cdot10^{-2}\,(H_{нас}-H_б)\left[\rho'_ж\,g\,(H_{нас}-H_б)-P_{нас}+P_б\right]}{d^{0{,}5}\,(P_{нас}-P_б)\lg\dfrac{P_{нас}}{P_б}}. \quad (7.48)$$

Ранее уже рассмотрено условие оптимального естественного фонтанирования для случая, когда $P_{заб}=P_б=P_{нас}$.

В рассматриваемом случае для III зоны (когда $P_{нас}<P_б$) эффективно действующий газовый фактор в подъемнике необходимо рассчитывать с учетом естественной сепарации свободного газа у башмака фонтанного подъемника.

Коэффициент сепарации $\sigma_ф$ можно рассчитать по известной зависимости:

$$\sigma_ф=\frac{\sigma_0}{1+0{,}7\dfrac{q_ж}{\upsilon_0 F_к}}, \quad (7.49)$$

где $q_ж$ — объемный расход жидкости у башмака, м³/с;

υ_0 — относительная скорость газовой фазы у башмака лифта, м/с;

$F_к$ — площадь поперечного сечения обсадной колонны, м²;

σ_0 — коэффициент естественной сепарации свободного газа на режиме нулевой подачи

$$\sigma_0=1-\left(\frac{d_{нар}}{D_c}\right)^2; \quad (7.50)$$

$d_{нар}$ — наружный диаметр НКТ (подъемника), м;

D_c — внутренний диаметр обсадной колонны (скважины), м.

Для расчета относительной скорости газовой фазы у башмака подъемника можно использовать следующие зависимости:

$$\left.\begin{array}{ll}\text{при } B\le 0{,}40 & \upsilon_0=0{,}023 \text{ м/с},\\ \text{при } 0{,}40\le B\le 0{,}50 & \upsilon_0=0{,}023+0{,}82\,(B-0{,}40),\\ \text{при } B\ge 0{,}50 & \upsilon_0=0{,}105+0{,}23\,(B-0{,}50)\end{array}\right\}. \quad (7.51)$$

Основное влияние сепарация свободного газа у башмака лифта оказывает на газонасыщенность продукции скважины и на давление насыщения, а также на изменение физико-химических свойств продукции.

Зависимость газонасыщенности от давления можно представить в следующем виде:

$$\frac{G}{G_0} = 1 - \left(\frac{P}{P_{нас}}\right)^f, \tag{7.52}$$

где G — газонасыщенность при давлении P, м³/м³ (м³/т);

f — показатель степени, который зависит от содержания азота в газе однократного разгазирования, %.

При содержании азота до 40% можно пользоваться следующей зависимостью:

$$f = \frac{1,501 + 0,32У_а^2}{1,567 + У_а^2}, \tag{7.53}$$

где $У_а$ — процентное содержание азота в газе однократного разгазирования.

С учетом (7.53) зависимость (7.52) записывается так:

$$G = G_0\left[1 - \left(\frac{P}{P_{нас}}\right)^{\frac{1,501+0,32У_а^2}{1,567+У_а^2}}\right]. \tag{7.54}$$

Фактический газовый фактор в подъемнике (при $P_у \le P \le P_б$) рассчитывается следующим образом:

$$G_{0\,факт} = G_0\left\{1 - \left[1 - \left(\frac{P}{P_{нас}}\right)^{\frac{1,501+0,32У_а^2}{1,567+У_а^2}}\right]\cdot\sigma_ф\right\}. \tag{7.55}$$

С учетом изложенного эффективно действующий газовый фактор запишем в виде:

$$G_{0\,эф} = \left[G_{0\,факт} - \alpha\frac{(P_б + P_у)}{2}\right](1 - B)$$

или с учетом (7.55):

$$G_{0\,эф} = \left\{ G_0 \left[1 - \left[1 - \left(\frac{P_б}{P_{нас}} \right)^{\frac{1{,}501 + 0{,}32 y_a^2}{1{,}567 + y_a^2}} \right] \cdot \sigma_ф \right] - \alpha \frac{\left(P_б + P_у \right)}{2} \right\} (1 - B), \tag{7.56}$$

Таким образом, условие естественного оптимального фонтанирования в интервале изменения давлений от $P_б$ до $P_у$ (в подъемнике) для случая $P_б < P_{нас}$ записывается так:

$$\left\{ G_0 \left[1 - \left[1 - \left(\frac{P_б}{P_{нас}} \right)^{\frac{1{,}501 + 0{,}32 y_a^2}{1{,}567 + y_a^2}} \right] \cdot \sigma_ф \right] - \alpha \frac{\left(P_б + P_у \right)}{2} \right\} (1 - B) =$$

$$= \frac{1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б \left(\rho_ж g H_б - P_б + P_у \right)}{d^{0,5} \left(P_б - P_у \right) \lg \frac{P_б}{P_у}}, \tag{7.57}$$

где $\rho_ж$ — плотность жидкости в подъемнике, кг/м^3.

Для схемы, представленной на рис. 7.1б, расчет в первой зоне аналогичен вышеописанному, а в третьей зоне — аналогичен для схемы рис. 7.1а.

Таким образом, процесс естественного фонтанирования может протекать при различных условиях, различных компоновках подъемного оборудования и с различной технологической и экономической эффективностью.

Что же влияет на то минимальное забойное давление, при котором еще скважина может фонтанировать с заданным дебитом?

7.3. МИНИМАЛЬНОЕ ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ ФОНТАНИРОВАНИЯ

Эксплуатация скважин осуществляется при различных технологических условиях. Нередко фонтанные скважины эксплуатируются при забойном давлении, бóльшем давления насыщения. В этих случаях, а также при проектировании способов эксплуатации скважин необходимо рассчитывать минимальное забойное давление фонтанирования.

Процесс фонтанирования за счет растворенного газа, выделяющегося из нефти, возможен только при определенном соотношении удельного объема свободного газа в подъемнике (названного

эффективно действующим газовым фактором $G_{эф}$) и удельного объема газа, потребного для работы подъемника на оптимальном режиме $R_{опт}$, которое записывается в следующем виде:

$$G_{эф} \geq R_{опт}. \tag{7.58}$$

В реальных условиях процесс фонтанирования, как это следует из рис. 7.1, можно осуществить следующим образом:

$$P_{заб} < P_{нас}, \tag{7.59}$$

$$P_{заб} \geq P_{нас}. \tag{7.60}$$

1. Рассмотрим фонтанирование при соблюдении условия (7.59). В этом случае $H_б = L_с$. Эффективно действующий газовый фактор при этом вычисляется по формуле:

$$G'_{0\,эф} = \left[G'_0 \left(1 - \sigma_ф\right) - 10^3 \frac{\alpha}{\rho_{пд}} \frac{\left(P_{заб} + P_у\right)}{2} \right] (1 - B), \tag{7.61}$$

где $G'_{0\,эф}$ — эффективно действующий газовый фактор, м³/т;

G'_0 — газонасыщенность нефти, м³/т;

$\sigma_ф$ — коэффициент естественной сепарации свободного газа у башмака фонтанного подъемника, д.ед.;

α — средний коэффициент растворимости газа в нефти, м³/(м³ МПа);

$\rho_{пд}$ — плотность дегазированной нефти, кг/м³;

B — обводненность продукции, д.ед.

Средний коэффициент растворимости вычисляется так:

$$\alpha = \frac{G'_0 \left(1 - \sigma_ф\right) \cdot \rho_{пд}}{10^3 P_{нас}}. \tag{7.62}$$

Подставляя (7.62) в (7.61), получим:

$$G'_{0\,эф} = G'_0 \left(1 - \sigma_ф\right) \left[1 - \left(\frac{P_{заб} + P_у}{P_{нас}} \right) \right] (1 - B). \tag{7.63}$$

Оптимальный удельный расход газа в подъемнике для рассматриваемого случая записывается так (в м³/т):

$$R'_{0\,опт} = \frac{1{,}227 \cdot 10^{-5} L_с \left(\rho_ж g L_с - P_{заб\,мин} + P_у\right) \rho_{пд}}{d^{0{,}5} \left(P_{заб\,мин} - P_у\right) \lg \dfrac{P_{заб\,мин}}{P_у}}. \tag{7.64}$$

Условие фонтанирования в данном случае принимает вид:

$$G_0'\left(1-\sigma_\phi\right)\left[1-\left(\frac{P_{\text{заб мин}}+P_y}{P_{\text{нас}}}\right)\right](1-B)=$$

$$=\frac{1{,}227\cdot 10^{-5}L_c\left(\rho_ж gL_c-P_{\text{заб мин}}+P_y\right)\rho_{\text{пл}}}{d^{0{,}5}\left(P_{\text{заб мин}}-P_y\right)\lg\frac{P_{\text{заб мин}}}{P_y}}. \qquad (7.65)$$

Из уравнения (7.65) рассчитывается $P_{\text{заб мин}}$. При этом предполагается, что обводненность продукции скважины известна, а плотность дегазированной нефти принимается при стандартных условиях.

2. Рассмотрим случай, когда забойное давление выше или равно давлению насыщения — условие (7.60); с целью максимизации использования энергии выделяющегося из жидкости газа башмак фонтанного подъемника спускают на глубину $H_{\text{б макс}}$, соответствующую давлению насыщения $P_{\text{нас}}$ (в этом случае коэффициент естественной сепарации свободного газа может быть принят нулевым $\sigma_\phi = 0$).

Воспользуемся схемой, приведенной на рис. 7.1б. Запишем следующее очевидное соотношение:

$$P_{\text{заб мин}}=P_{\text{нас}}+\left(L_c-H_{\text{б макс}}\right)\rho_ж' g\,, \qquad (7.66)$$

где $\rho_ж'$ — средняя плотность жидкости в интервале «забой—прием (башмак)», кг/м^3.

В этом случае пренебрегаем потерями на трение при движении продукции в интервале «забой—прием».

Точное выражение можно записать так:

$$P_{\text{заб мин}}=P_{\text{нас}}+P_{\text{тр}}+\left(L_c-H_{\text{б макс}}\right)\rho_ж' g\,, \qquad (7.67)$$

где $P_{\text{тр}}$ — потери на трение при движении продукции в интервале «забой—прием (башмак)», Па.

Используя условие (7.22), перепишем зависимость (7.17) в виде:

$$G_{0\,\text{эф}}=\frac{1{,}227\cdot 10^{-2}H_{\text{б макс}}\left(\rho_ж gH_{\text{б макс}}-P_{\text{нас}}+P_y\right)}{d^{0{,}5}\left(P_{\text{нас}}-P_y\right)\lg\frac{P_{\text{нас}}}{P_y}}, \qquad (7.68)$$

где $\rho_ж$ — плотность жидкости в подъемнике (на длине $H_{\text{б макс}}$), кг/м^3.

Решая (7.68) относительно $H_{\text{б макс}}$, получаем:

$$H_{\text{б макс}}^2 - \frac{\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)}{\rho_{\text{ж}} g} H_{\text{б макс}} - \frac{G_{0\,\text{эф}}}{1{,}227 \cdot 10^{-2}} d^{0{,}5} \frac{\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)}{\rho_{\text{ж}} g} \lg \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}} = 0 . \tag{7.69}$$

Выражение (7.69) является квадратным уравнением, решение которого таково:

$$H_{\text{б макс}} = \frac{\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)}{2\rho_{\text{ж}} g} + \sqrt{\left(\frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}}{2\rho_{\text{ж}} g}\right)^2 + \frac{G_{0\,\text{эф}}}{1{,}227 \cdot 10^{-2}} d^{0{,}5} \frac{\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)}{\rho_{\text{ж}} g} \lg \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}}} . \tag{7.70}$$

Подставляя (7.70) в (7.66), получим:

$$P_{\text{заб мин}} = P_{\text{нас}} + \left[L_{\text{с}} - \frac{\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)}{2\rho_{\text{ж}} g} - \sqrt{\left(\frac{P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}}{2\rho_{\text{ж}} g}\right)^2 + \frac{G_{0\,\text{эф}}}{1{,}227 \cdot 10^{-2}} d^{0{,}5} \frac{\left(P_{\text{нас}} - P_{\text{у}}\right)}{\rho_{\text{ж}} g} \lg \frac{P_{\text{нас}}}{P_{\text{у}}}} \right] \cdot \rho'_{\text{ж}} g . \tag{7.71}$$

Выражение (7.71) является приближенной зависимостью для расчета минимального забойного давления фонтанирования.

Эффективно действующий газовый фактор в данном случае таков:

$$G_{0\,\text{эф}} = \frac{1}{2}\left(G_0 - \alpha P_{\text{у}}\right)(1 - B), \tag{7.72}$$

а коэффициент растворимости α:

$$\alpha = \frac{G_0}{P_{\text{нас}}} . \tag{7.73}$$

В конечном виде эффективно действующий газовый фактор записывается в виде:

$$G_{0\,\text{эф}} = \frac{G_0}{2}\left(1 - \frac{P_{\text{у}}}{P_{\text{нас}}}\right)(1 - B). \tag{7.74}$$

Из изложенного следует, что давление фонтанирования зависит от многих параметров, в том числе и от обводненности продукции (см. рис. 7.2).

В практической деятельности часто требуется знание предельной обводненности продукции, при которой еще возможно фонтанирование.

7.4. ПРЕДЕЛЬНАЯ ОБВОДНЕННОСТЬ, ПРИ КОТОРОЙ ВОЗМОЖНО ФОНТАНИРОВАНИЕ

Если продукция скважины обводнена, плотность жидкости такова:

$$\rho_{ж} = \rho_{н}(1 - n_{в}) + \rho_{в} n_{в}, \qquad (7.75)$$

где $\rho_{н}$, $\rho_{в}$ — соответственно плотность нефти и воды, кг/м^3;

$n_{в}$ — массовая обводненность продукции, д. ед;

$$n_{в} = \frac{M_{в}}{M_{в} + M_{н}} = \frac{Q_{в}\rho_{в}}{Q_{в}\rho_{в} + Q_{н}\rho_{н}}, \qquad (7.76)$$

$M_{в}$, $M_{н}$ — соответственно масса воды и нефти в поверхностных условиях, кг/сут;

$Q_{в}$, $Q_{н}$ — соответственно дебиты воды и нефти в поверхностных условиях, м^3/сут.

Выражение (7.75) можно переписать так:

$$\rho_{ж} = \rho_{н} + n_{в}(\rho_{в} - \rho_{н}). \qquad (7.77)$$

1. Рассмотрим случай, когда $P_{заб} < P_{нас}$. Перепишем зависимость (7.65) в следующем виде:

$$G'_{н}(1 - \sigma_{ф})\left[1 - \left(\frac{P_{заб} + P_{у}}{P_{нас}}\right)\right](1 - n_{в}) =$$

$$= \frac{1{,}227 \cdot 10^{-5} L_{с}\left(\rho_{ж} g L_{с} - P_{заб} + P_{у}\right)\rho_{ж}}{d^{0{,}5}\left(P_{заб} - P_{у}\right)\lg\dfrac{P_{заб}}{P_{у}}}, \qquad (7.78)$$

где $n_{в}$ — массовая обводненность продукции, д. ед.

Подставляя (7.77) в (7.78), получим:

$$G'_{н}(1 - \sigma_{ф})\left[1 - \left(\frac{P_{заб} + P_{у}}{P_{нас}}\right)\right] - G'_{н}(1 - \sigma_{ф})\left[1 - \left(\frac{P_{заб} + P_{у}}{P_{нас}}\right)\right] n_{в} =$$

$$= \frac{1{,}227 \cdot 10^{-5} \rho_{жд} L_c \left(\rho_н g L_c - P_{заб} + P_y\right) + 1{,}227 \cdot 10^{-5} \rho_{жд} L_c^2 g \left(\rho_в - \rho_н\right) n_в}{d^{0{,}5} \left(P_{заб} - P_y\right) \lg \frac{P_{заб}}{P_y}} . \tag{7.79}$$

Введем следующие обозначения:

$$A = G_0' \left(1 - \sigma_ф\right) \left[1 - \left(\frac{P_{заб} + P_y}{P_{нас}}\right)\right], \tag{7.80}$$

$$B = d^{0{,}5} \left(P_{заб} - P_y\right) \lg \frac{P_{заб}}{P_y}, \tag{7.81}$$

$$C = 1{,}227 \cdot 10^{-5} \rho_{жд} L_c \left(\rho_н g L_c - P_{заб} + P_y\right), \tag{7.82}$$

$$Д = 1{,}227 \cdot 10^{-5} \rho_{жд} L_c^2 g \left(\rho_в - \rho_н\right). \tag{7.83}$$

С учетом принятых обозначений перепишем (7.79) в виде:

$$AB - ABn_в = C + Дn_в,$$

откуда

$$n_в = \frac{AB - C}{AB + Д}. \tag{7.84}$$

Подставляя в (7.84) значения A, B, C и $Д$, окончательно получим:

$$n_в = \frac{G_0' \left(1 - \sigma_ф\right) \left[1 - \left(\frac{P_{заб} + P_y}{P_{нас}}\right)\right] d^{0{,}5} \left(P_{заб} - P_y\right) \lg \frac{P_{заб}}{P_y} - 1{,}227 \cdot 10^{-5} \rho_{жд} L_c \left(\rho_н g L_c - P_{заб} + P_y\right)}{G_0' \left(1 - \sigma_ф\right) \left[1 - \left(\frac{P_{заб} + P_y}{P_{нас}}\right)\right] d^{0{,}5} \left(P_{заб} - P_y\right) \lg \frac{P_{заб}}{P_y} + 1{,}227 \cdot 10^{-5} \rho_{жд} L_c^2 g \left(\rho_в - \rho_н\right)}. \tag{7.85}$$

Выражение (7.85) справедливо для расчета предельной обводненности продукции, при которой еще возможно фонтанирование для случая, когда $P_{заб} < P_{нас}$.

Следует отметить, что плотность нефти $\rho_н$ в выражении (7.85) необходимо рассчитывать как среднеарифметическое плотности

нефти при забойных давлении и температуре $\rho_н (P_{заб}, T_{заб})$ и плотности нефти при устьевых давлении и температуре $\rho_н (P_у, T_у)$:

$$\rho_н = \frac{\rho_н (P_{заб}, T_{заб}) + \rho_н (P_у, T_у)}{2}. \quad (7.86)$$

2. Рассмотрим случай, когда забойное давление выше или равно давлению насыщения. Подставим выражение (7.77) в (7.17) и получим:

$$R_{опт} = \frac{1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б (\rho_н g H_б - P_{нас} + P_у) + 1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б^2 (\rho_д - \rho_н) n_в}{d^{0{,}5} (P_{нас} - P_у) \lg \frac{P_{нас}}{P_у}}. \quad (7.87)$$

Эффективно действующий газовый фактор в соответствии с выражением (7.74) запишем в следующем виде:

$$G_{0\,эф} = \frac{G_0}{2}\left(1 - \frac{P_у}{P_{нас}}\right)(1 - n_в). \quad (7.88)$$

Приравнивая (7.88) к выражению (7.87), получим:

$$\frac{G_0}{2}\left(1 - \frac{P_у}{P_{нас}}\right) - \frac{G_0}{2}\left(1 - \frac{P_у}{P_{нас}}\right) n_в =$$

$$= \frac{1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б (\rho_н g H_б - P_{нас} + P_у) + 1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б^2 g (\rho_в - \rho_н) n_в}{d^{0{,}5} (P_{нас} - P_у) \lg \frac{P_{нас}}{P_у}}. \quad (7.89)$$

Обозначим в (7.89):

$$A = \frac{G_0}{2}\left(1 - \frac{P_у}{P_{нас}}\right), \quad (7.90)$$

$$B = d^{0{,}5} (P_{нас} - P_у) \lg \frac{P_{нас}}{P_у}, \quad (7.91)$$

$$C = 1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б (\rho_н g H_б - P_{нас} + P_у), \quad (7.92)$$

$$Д = 1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б^2 g (\rho_в - \rho_н) n_в. \quad (7.93)$$

С учетом принятых обозначений предельная обводненность $n_в$ такова:

$$n_в = \frac{AB - C}{AB + Д}. \qquad (7.94)$$

Подставляя в (7.94) значения A, B, C и $Д$, получаем:

$$n_в = \frac{\frac{G_0}{2}\left(1 - \frac{P_у}{P_{нас}}\right) d^{0,5}\left(P_{нас} - P_у\right) \lg \frac{P_{нас}}{P_у} - \frac{-1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б \left(\rho_н g H_б - P_{нас} + P_у\right)}{1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б^2 \, g \, (\rho_в - \rho_н)}}{\frac{G_0}{2}\left(1 - \frac{P_у}{P_{нас}}\right) d^{0,5}\left(P_{нас} - P_у\right) \lg \frac{P_{нас}}{P_у} + \frac{-1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б \left(\rho_н g H_б - P_{нас} + P_у\right)}{1{,}227 \cdot 10^{-2} H_б^2 \, g \, (\rho_в - \rho_н)}}. \qquad (7.95)$$

Зависимость (7.95) используется для расчета предельной обводненности в случае, когда $P_{заб} \geq P_{нас}$.

7.5. РАСЧЕТ ПРОЦЕССА ФОНТАНИРОВАНИЯ

Фонтанные скважины работают с самыми различными технологическими показателями не только по дебиту (от n м³/сут до n 1000 м³/сут), но и по обводненности, забойному давлению, давлению на устье и др.

В процессе фонтанной эксплуатации скважины ее дебит может изменяться (снижаться) вследствие, например, падения пластового или увеличения забойного давления, увеличения обводненности продукции и других причин. Так как рационально подобранный подъемник должен обеспечить работу в течение определенного временного интервала при изменении дебита скважины, необходимо уметь рассчитывать, в частности, его диаметр исходя из следующих условий: в начале подъемник работает на максимальном режиме, а по мере снижения дебита переходит на работу на оптимальном режиме, т.е. в течение определенного времени эксплуатации скважины подъемник работает в рациональной области (см. рис. 6.27).

При работе на оптимальном режиме диаметр подъемника вычисляется по следующей зависимости, в основе которой лежат формулы А.П. Крылова (6.285) и (6.291):

$$d_{\text{опт}} = 400\sqrt{\frac{\rho_{\text{ж}} H_{\text{б}}}{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}}\sqrt[3]{\frac{Q'_{\text{опт}} H_{\text{б}}}{\rho_{\text{ж}} g H_{\text{б}} - P_{\text{б}} + P_{\text{у}}}}, \qquad (7.96)$$

где $Q'_{\text{опт}}$ — подача подъемника на оптимальном режиме работы, равная дебиту скважины, т/сут;

$d_{\text{опт}}$ — внутренний диаметр подъемника при работе на оптимальном режиме, мм.

Если расчетный диаметр $d_{\text{опт}}$ не соответствует стандартному диаметру труб, то принимают ближайший бóльший стандартный диаметр $d'_{\text{ст}}$.

Возможность работы подъемника с диаметром $d'_{\text{ст}}$ на максимальном режиме (в начале фонтанирования) проверяется с использованием следующей зависимости:

$$d_{\text{макс}} = 186\sqrt{\frac{H_{\text{б}}}{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}}\sqrt[3]{Q'_{\text{макс}}\rho_{\text{ж}}^{0,5}}, \qquad (7.97)$$

где $Q'_{\text{макс}}$ — максимальная подача подъемника в начале фонтанирования, т/сут;

$d_{\text{макс}}$ — диаметр подъемника при работе на максимальном режиме, мм.

Если $d_{\text{макс}} \le d'_{\text{ст}}$, то расчет заканчивается. Если $d_{\text{макс}} > d'_{\text{ст}}$, то выбирают ближайший бóльший к $d_{\text{макс}}$ диаметр стандартных труб $d''_{\text{ст}}$.

Следует особо отметить, что зависимости (7.96) и (7.97) определяют только пропускную способность подъемника при заданных условиях ($\rho_{\text{ж}}, P_{\text{б}}, P_{\text{у}}$ и $H_{\text{б}}$). Расчет дебита фонтанной скважины базируется на уравнении притока жидкости из пласта в скважину. При согласованной работе пласта и фонтанного подъемника приток жидкости из пласта должен равняться пропускной способности (подаче) подъемника при работе на оптимальном и максимальном режимах.

Таким образом, одной из основных задач при фонтанной эксплуатации скважин (как, впрочем, и для других способов эксплуатации) является задача расчета проектных дебитов скважины, соответствующих режимам максимальной и оптимальной подач подъемника, что предопределяет устойчивую работу системы (пласт+подъемник) и высокий КПД подъемника.

Как уже отмечалось, со временем дебит скважины может снижаться. Именно поэтому, проектируя фонтанную эксплуатацию,

необходимо рассчитывать фонтанный подъемник для режима максимальной подачи в начальный период работы скважины и для режима оптимальной подачи — в период фонтанирования, когда дебит скважины снижается.

Рассматривая совместную работу пласта и подъемника, следует установить основные параметры, которые определяют работу каждого из этих элементов.

Уравнение притока продукции в скважину таково:

$$Q = \kappa \left(P_{пл} - P_{заб}\right)^n. \tag{7.98}$$

Для условий справедливости закона Дарси уравнение притока записывается в виде:

$$Q = K_{пр} \left(P_{пл} - P_{заб}\right). \tag{7.99}$$

Параметром, связывающим работу пласта и подъемника, является забойное давление $P_{заб}$, которое может быть записано с учетом (7.66) в следующем виде (для случая $H_б < L_с$):

$$P_{заб} = P_б + \left(L_с - H_б\right)\rho'_ж g. \tag{7.100}$$

С учетом выражения (7.100) уравнения (7.98) и (7.99) перепишем так:

$$Q = \kappa \left[P_{пл} - P_б - \left(L_с - H_б\right)\rho'_ж g\right]^n, \tag{7.101}$$

$$Q = K_{пр} \left[P_{пл} - P_б - \left(L_с - H_б\right)\rho'_ж g\right]. \tag{7.102}$$

Уравнения подачи подъемника на оптимальном и максимальном режимах работы представлены в главе 6, соответственно зависимости (6.291) и (6.285) могут быть переписаны в следующем виде:

— оптимальный режим

$$Q_{опт} = Q_{макс} \frac{\left(\rho_ж g H_б - P_б - P_у\right)}{\rho_ж g H_б}, \tag{7.103}$$

— максимальный режим

$$Q_{макс} = 1.8 d^3 \left(\frac{P_б - P_у}{\rho_ж H_б}\right)^{1.5}. \tag{7.104}$$

Условия согласованной совместной работы пласта и подъемника следующие:

— на оптимальном режиме

$$\kappa\left[P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho'_{\text{ж}} g\right]^n = 1.8d^3\left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} H_{\text{б}}}\right)^{1.5}\frac{\left(\rho_{\text{ж}} g H_{\text{б}} - P_{\text{б}} + P_{\text{у}}\right)}{\rho_{\text{ж}} g H_{\text{б}}}, \tag{7.105}$$

$$K_{\text{пр}}\left[P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho'_{\text{ж}} g\right] = 1.8d^3\left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} H_{\text{б}}}\right)^{1.5}\frac{\left(\rho_{\text{ж}} g H_{\text{б}} - P_{\text{б}} + P_{\text{у}}\right)}{\rho_{\text{ж}} g H_{\text{б}}}, \tag{7.106}$$

— на максимальном режиме

$$\kappa\left[P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho'_{\text{ж}} g\right]^n = 1.8d^3\left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} H_{\text{б}}}\right)^{1.5}, \tag{7.107}$$

$$K_{\text{пр}}\left[P_{\text{пл}} - P_{\text{б}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{б}})\rho'_{\text{ж}} g\right] = 1.8d^3\left(\frac{P_{\text{б}} - P_{\text{у}}}{\rho_{\text{ж}} H_{\text{б}}}\right)^{1.5}. \tag{7.108}$$

В соотношениях (7.105), (7.106), (7.107) и (7.108) заданными являются следующие параметры: $\kappa, n, K_{\text{пр}}, P_{\text{пл}}, P_{\text{у}}, L_{\text{с}}, \rho'_{\text{ж}}, \rho_{\text{ж}}$ и d. Как следует из вышеприведенных соотношений, равенство левой и правой частей их возможно только при определенном значении давления у башмака подъемника — $P_{\text{б}}$.

Как видно из (7.105) и (7.107), левая часть с ростом $P_{\text{б}}$ нелинейно снижается; в соотношениях (7.106) и (7.108) рост $P_{\text{б}}$ приводит к линейному снижению левой части. Правая часть соотношений (7.105) и (7.106) с ростом $P_{\text{б}}$ сначала возрастает, а затем снижается. Правая же часть соотношений (7.107) и (7.108) с ростом $P_{\text{б}}$ возрастает по параболе. Приведенный анализ представлен на рис. 7.3. Точки пересечения соответствующих графических зависимостей дают значения $P_{\text{б}}$, при которых удовлетворяются равенства (7.105), (7.106), (7.107) и (7.108).

Данная задача решается либо подбором значений $P_{\text{б}}$, либо графоаналитически, как это показано на рис. 7.3.

7.6. РАСЧЕТ ФОНТАННОГО ПОДЪЕМНИКА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ

Данный метод расчета базируется на использовании кривых распределения давления (КРД) в подъемниках различного диаметра, работающих с различными подачами (дебитами скважин), при раз-

личиых давлеииях у башмака и иа устье, при различных свойствах продукции пласта и ее обводненности. Часто для этих целей используют эталонные кривые распределения давления. В случае необходимости кривые распределения давления в подъемнике могут быть рассчитаны для конкретных условий месторождения по одному из ранее изложенных методов.

Кривые распределения давления в подъемнике $P = f(H)$ используют для построения характеристических кривых подъемника — зависимости давления у башмака подъемника (забойного давления) от его подачи.

Характеристические кривые подъемника строят:

— при постоянных диаметре подъемника и обводненности добываемой продукции, но при переменном давлении на устье;

— при постоянных давлении на устье и обводненности добываемой продукции, но при переменном диаметре подъемника;

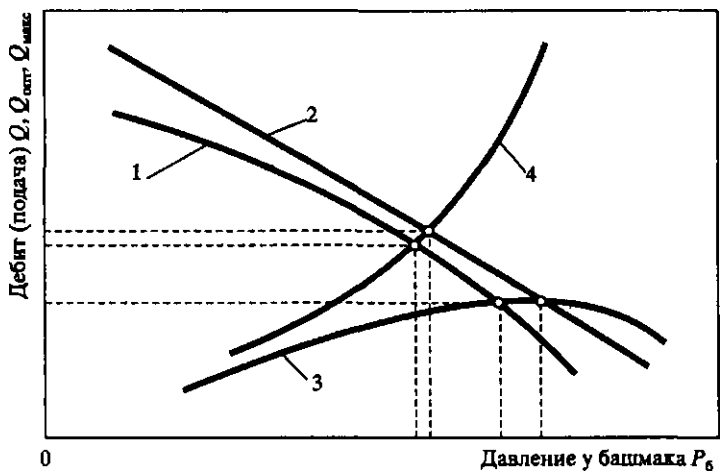


Рис. 7.3. Графическое представление условий совместной работы пласта и подъемника:

1 — нелинейная зависимость притока продукции из пласта в функции давления у башмака (забойного давления) — уравнение (7.101); 2 — то же самое по уравнению (7.102); 3 — подача на оптимальном режиме по уравнению (7.103); 4 — подача на максимальном режиме по уравнению (7.104); ○ — точки совместной согласованной работы пласта и подъемника

— при постоянных диаметре подъемника и устьевом давлении, но при переменной обводненности продукции.

В этих случаях длина подъемника может приниматься как постоянной, так и переменной.

На рис. 7.4 приведены кривые распределения давления по длине подъемника для различных подач (дебитов скважин).

Порядок построения характеристической кривой подъемника для Q_1 и устьевого давления P_{y1} с использованием КРД рис. 7.4 следующий. Откладывают на оси давления величину P_{y1} (рис. 7.4) и на пересечении перпендикуляра из точки P_{y1} с кривой Q_1 находят точку A_1. Из этой точки откладывают глубину спуска башмака НКТ $H_б$, которой соответствует на кривой Q_1 (точка $Б_1$) давление у баш-

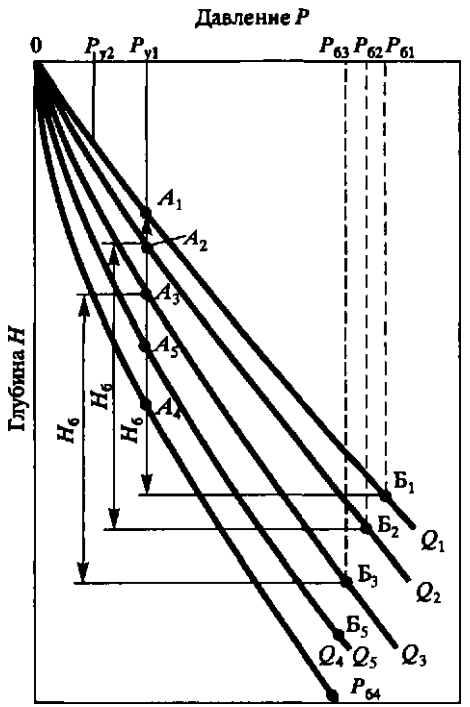


Рис. 7.4. Кривые распределения давления по длине подъемника постоянного диаметра (d = const), работающего на продукции с постоянной обводненностью ($n_в$ = const) при различных подачах (дебитах скважины);

$$Q_1 > Q_2 > Q_3 > Q_4 > Q_5$$

мака подъемника $P_{б1}$. Координаты данной точки $Q_1 — P_{б1}$ наносят на зависимость $P_б = f(Q)$ (рис. 7.5).

Поступая аналогично, строят точки $Q_2 — P_{б2}$, $Q_3 — P_{б3}$ и т.д., соединяя которые, получают характеристическую кривую подъемника для устьевого давления $P_{у1}$, постоянной глубины спуска подъемника $H_б$, его диаметра d и обводненности продукции $n_в$. Аналогичные построения выполняются для других давлений на устье $P_{у2}$, $P_{у3}$ и т.д. Подобные характеристические кривые строятся для всех диаметров подъемников, выпускаемых промышленностью: 38,1; 50,8; 63,5; 76,2 и 101,6 мм.

При заданных условиях эксплуатации скважины, например, $P_{заб} = P_{заб.доп}$ и $P_у = P_{у1}$ строятся зависимости $Q = f(P)$ для различных стандартных диаметров труб d_1, d_2, d_3 и т.д. Указанные зависимости представлены на рис. 7.6. На этот же рисунок нанесена линия минимального забойного давления, определяемая законом работы пласта и свойствами продукции скважины, а также индика-

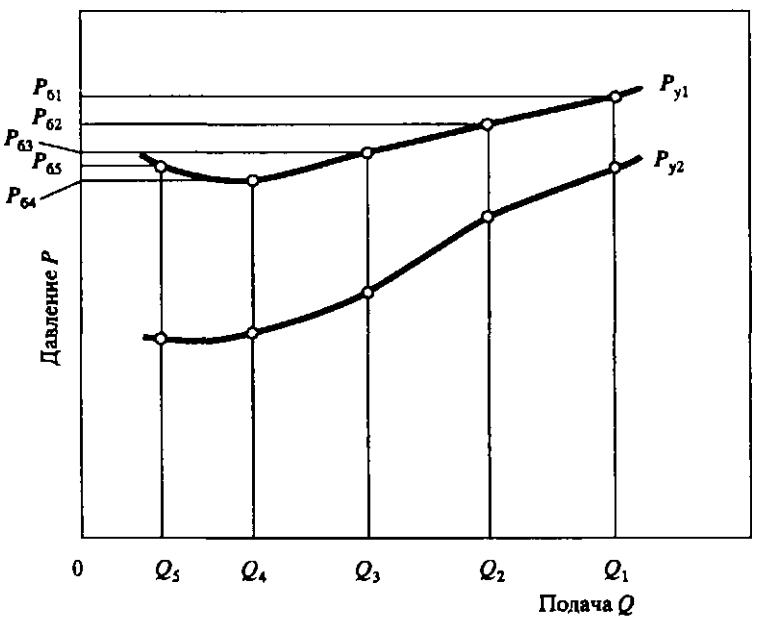


Рис. 7.5. Характеристические кривые подъемника при $(n_в, d, H_б)$ = const; $P_{у1} > P_{у2}$

торная диаграмма скважины (линия 1). Из рис. 7.6 видно, что эксплуатация данной скважины возможна подъемниками двух диаметров: d_1 — с дебитом Q_1 и d_2 — с дебитом Q_2. В данном случае оптимальным вариантом является второй, для которого забойное давление не снижается ниже допустимого $P_{\text{заб.доп}}$, а закон работы подъемника диаметром d_2 полностью согласуется с законом работы пласта (точка А).

Таким образом, для заданных условий эксплуатации скважины ($P_{\text{заб.доп}}$ и $P_{\text{у}}$) ее дебит составит Q_2 при использовании подъемника диаметром d_2.

Используя характеристические кривые в зависимости от обводненности продукции $n_{\text{в}}$ при постоянных значениях $P_{\text{у}}$, d и $H_{\text{б}}$ (рис. 7.7), можно определить подачу $Q_{\text{д}}$ и забойное давление $P_{\text{заб.д}}$ при

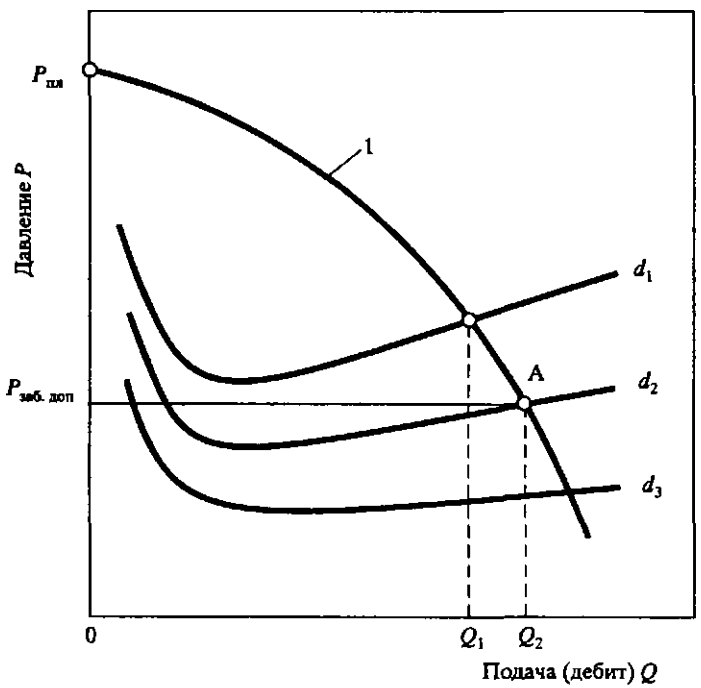


Рис. 7.6. Характеристические кривые для подъемников различного диаметра при ($P_{\text{у}}$, $n_{\text{в}}$, $H_{\text{б}}$) = const; $d_1 < d_2 < d_3$; 1 — индикаторная диаграмма скважины

нулевой обводненности продукции (точка А), а также предельную обводненность $n_{в.пред}$, при которой еще возможно фонтанирование. Как следует из рис. 7.7, предельная обводненность составляет $n_{в.пред}$ = 0,4 (точка Б). При этом скважина будет фонтанировать с дебитом $Q_Б$ при забойном давлении $P_{заб.Б}$. В случае несовпадения индикаторной диаграммы для данной обводненности с характеристической кривой той же обводненности предельная обводненность, при которой еще возможно фонтанирование, определяется интерполяцией.

Резюмируя вышеизложенное, констатируем: кривые распределения давления в подъемнике могут служить основой для расчета процесса фонтанирования и определения всех характеристик работы фонтанной скважины.

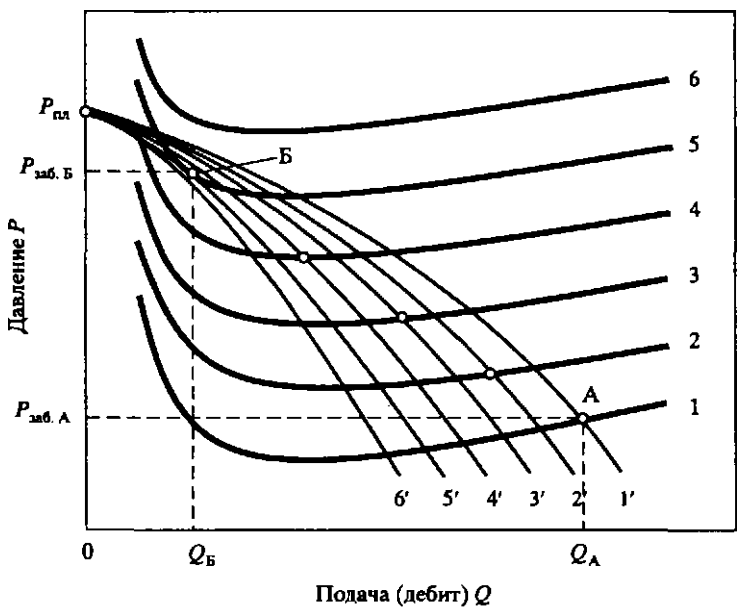


Рис. 7.7. Характеристические кривые в зависимости от обводненности продукции при $(P_у, d, H_б)$ = const:

1 – 6 — обводненность продукции соответственно 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 1′ – 6′ — индикаторные диаграммы скважины соответственно при обводненности продукции 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5

7.7. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И ПРОДЛЕНИЕ ПЕРИОДА ФОНТАНИРОВАНИЯ

Максимальное использование природной энергии при фонтанировании скважины позволяет повысить коэффициент полезного действия процесса подъема. Особое значение это имеет для растворенного газа, выделяющегося из нефти. Начало выделения газа из раствора характеризуется давлением насыщения $P_{нас}$, определяемого при *PVT* исследовании. Стандартная процедура определения $P_{нас}$ связана с интенсивным перемешиванием пробы магнитной мешалкой, т.е. с определенной степенью турбулентности раствора.

С определенной долей уверенности можно предполагать, что в реальных скважинах степень турбулентности продукции не всегда совпадает с турбулентностью пробы нефти при *PVT* исследовании. Если турбулентность в скважине меньше, чем в бомбе *PVT*, выделе-

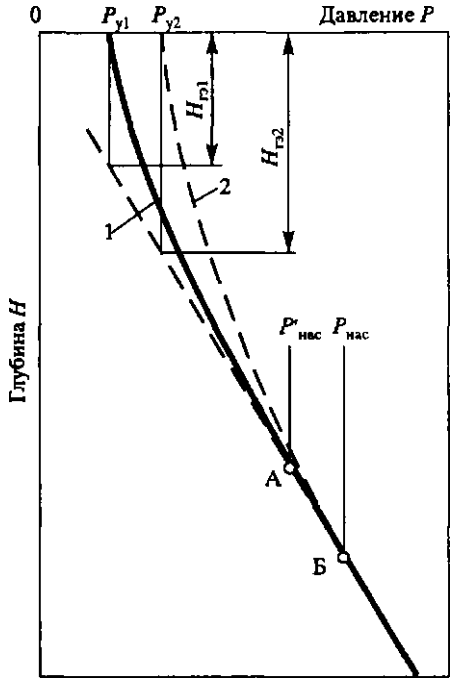


Рис. 7.8. Кривая распределения давления в подъемнике:
1 — до ликвидации метастабильного состояния; 2 — после его ликвидации

ние газа в скважине может начаться при меньшем давлении, что наглядно видно из рис. 7.8 (кривая 1): точка Б соответствует давлению насыщения $P_{нас}$, определенному в бомбе *PVT*; точка А соответствует давлению насыщения $P'_{нас}$ в подъемнике и определяется отклонением распределения давления от линейного. Совершенно очевидно, что давление насыщения, определенное в бомбе *PVT* при стандартных условиях $P_{нас}$, должно быть скорректировано на температуру в подъемнике $P_{нас.t}$. Разность давлений насыщения составляет $\Delta P_м$:

$$\Delta P_м = P_{нас.t} - P'_{нас} \tag{7.109}$$

и зависит от так называемого метастабильного состояния продукции скважины (запаздывания выделения газа из раствора).

Повышение эффективности фонтанирования, как следует из вышеизложенного, возможно за счет ликвидации метастабильного состояния раствора путем использования скважинных турбулизаторов потока, устанавливаемых на определенной глубине внутри подъемника. Схема одной из возможных конструкций турбулизатора потока представлена на рис. 7.9.

Для пояснения принципа действия турбулизатора потока примем следующие допущения:

— Расстояние между сечениями 1—1 и 2—2 несоизмеримо мало в сравнении с длиной подъемника.

— Необратимыми потерями энергии между этими сечениями пренебрегаем.

— Энергия положения в сечениях 1—1 и 2—2 одинакова.

В соответствии с уравнением Бернулли запишем баланс энергий в сечениях 1—1 и 2—2:

$$\frac{P_1}{\rho_ж g} + \frac{\upsilon_1^2}{2g} \approx \frac{P_2}{\rho_ж g} + \frac{\upsilon_2^2}{2g}, \tag{7.110}$$

где P_1, P_2 — соответственно давления в сечениях 1—1 и 2—2, Н/м^2;

υ_1, υ_2 — соответственно скорости потока в сечениях 1—1 и 2—2, м/с;

$\rho_ж$ — плотность жидкости (продукции скважины), кг/м^3.

Как видно из рис. 7.9, внутренний диаметр подъемника обозначен через d_1, а минимальный диаметр сопла — d_2. При принятых допущениях сумма потенциальной и кинетической энергий в сечениях 1—1 и 2—2 не изменяется, но изменяется их соотношение. В сечении 2—2 кинетическая энергия в сравнении с таковой в сече-

нии 1—1 увеличивается в $(d_1/d_2)^4$ раз, а потенциальная энергия во столько же раз уменьшается, что приводит к выделению газа из продукции в сечении 2—2. Таким образом ликвидируется полностью или частично метастабильное состояние раствора и повышается эффективность использования газа в процессе подъема жидкости, о чем можно судить по возрастанию газлифтного эффекта ($H_{ГЭ2} > H_{ГЭ1}$, рис. 7.8).

Существует и другой принципиальный путь интенсификации выделения газа из раствора, базирующийся на работах Я.И. Френкеля, в соответствии с которыми энергетические затраты на образование новой фазы минимальны на границе раздела. Вводя в раствор зародыши газовой фазы с развитой удельной поверхностью, можно существенно интенсифицировать процесс выделения газа и

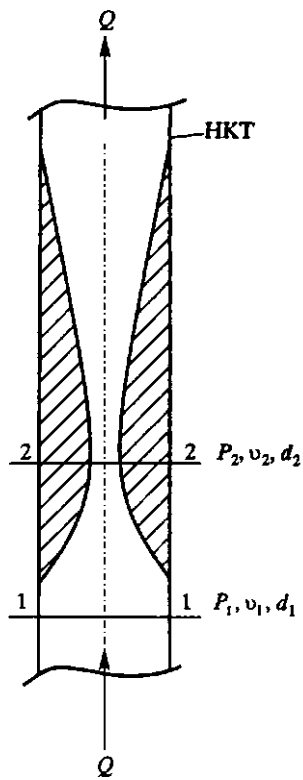


Рис. 7.9. Принципиальная схема скважинного турбулизатора потока

тем самым повысить эффективность процесса фонтанирования скважины.

Как следует из предыдущего раздела, эффективность фонтанирования зависит от структуры образующейся газожидкостной смеси. Наиболее эффективной является эмульсионная мелкодисперсная структура. Поэтому управление искусственным созданием такой структуры является третьим путем повышения эффективности фонтанирования.

Совершенно очевидно, что длительность периода фонтанирования связана с установлением такого режима работы фонтанной скважины, при котором оптимальный удельный расход газа будет наименьшим из всех возможных. Из выражения (7.17) следует, что это возможно при соответствующих комбинациях $P_{\text{пас}}$, $P_{\text{у}}$, $H_{\text{б}}$ и d. С другой стороны, длительность фонтанирования скважины зависит от принятой системы разработки при рациональном использовании природной, а также искусственно вводимой в залежь энергии, устанавливаемом по результатам работы скважины на различных режимах.

7.8. РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Как уже отмечалось, естественное фонтанирование скважин с рациональным дебитом является предпочтительным, т.к. осуществляется за счет природной энергии. В условиях разработки нефтяных месторождений с ППД преобладающим является искусственное фонтанирование. В этом случае максимальное использование энергии является не столько желательным, сколько первостепенно необходимым, что связано с недостатками системы ППД и, в первую очередь, с низким коэффициентом полезного действия.

С целью установления рационального режима работы фонтанной скважины (любой добывающей скважины) проводят ее исследование при работе на нескольких стационарных режимах; часть информации используется для построения индикаторной диаграммы, о чем сказано ранее.

Экспериментальное изучение изменения основных показателей работы добывающей скважины в зависимости от противодавления на устье скважины (режимов скважины и призабойной зоны) позволяет построить так называемые регулировочные кривые.

Оборудование фонтанных скважин позволяет без существенных трудностей проводить все виды глубинных гидродинамических исследований, в том числе и отбор глубинных проб, при различных режимах работы системы, регулируемых сменой проходного диа-

метра штуцера, устанавливаемого в стандартной фонтанной арматуре любого типа. Правила и порядок установления стационарного режима работы исследуемой системы рассмотрены в разделе по гидродинамическому исследованию скважин.

Измеряемыми параметрами в данном случае являются:

— дебит скважины Q, (м³/сут, т/сут);

— забойное (пластовое) давление $P_{заб}(P_{пл})$, МПа;

— проходной диаметр штуцера $d_{шт}$, мм;

— давление на устье скважины $P_{у}$, МПа;

— давление в затрубном пространстве $P_{затр}$, МПа;

— газовый фактор G_{0}, (м³/м³, м³/т);

— обводненность продукции B, (%, д.ед.);

— содержание механических примесей (песка) в продукции M, (кг/м³, кг/т);

— содержание парафина (смол, асфальтов) $П$, (кг/м³, кг/т);

а также другие характеристики продукции (плотность нефти и воды, вязкость нефти и воды и т.п.). Кроме того, в процессе этих исследований зачастую фиксируют на каждом режиме работы скважины: кривые распределения давления и температуры по длине скважины; профили притока; производят отбор проб продукции с разных глубин и т.п.

Основные полученные данные заносятся в таблицу, которая представлена ниже.

Таблица 7.1

Результаты регулирования работы скважины

Режим	$d_{шт}$, мм	Q, м³/сут	$P_{заб}$, МПа	$P_{у}$, МПа	$P_{затр}$, МПа	G_{0}, м³/м³	B, д.ед.	M, кг/м³	$П$, кг/м³
1	d_1	Q_1	$P_{заб1}$	$P_{у1}$	$P_{затр1}$	G_{01}	B_1	M_1	$П_1$
2	d_2	Q_2	$P_{заб2}$	$P_{у2}$	$P_{затр2}$	G_{02}	B_2	M_2	$П_2$
3	d_3	Q_3	$P_{заб3}$	$P_{у3}$	$P_{затр3}$	G_{03}	B_3	M_3	$П_3$
4	d_4	Q_4	$P_{заб4}$	$P_{у4}$	$P_{затр4}$	G_{04}	B_4	M_4	$П_4$
5	d_5	Q_5	$P_{заб5}$	$P_{у5}$	$P_{затр5}$	G_{05}	B_5	M_5	$П_5$
6	$d_6=0$	0	$P_{заб} = P_{пл}$	$P_{у6}$	$P_{затр6}$	0	0	0	0

Графические зависимости вышеприведенных параметров от диаметра штуцера называются регулировочными кривыми. Регулировочные кривые строятся на основании табл.7.1 и представлены на рис.7.10.

Данные кривые являются объективным фундаментом для установления рациональной нормы отбора жидкости из скважины и наиболее выгодного режима ее работы.

При установлении рациональной нормы отбора продукции из скважины иеобходимо руководствоваться следующими основными положениями:

— забойное давление $P_{заб}$, как правило, не должно быть ниже давления насыщения $P_{нас}$. Для нефтей с определенными свойствами допускается снижение забойного давления, удовлетворяющего следующему условию:

$$P_{заб} = 0{,}75\, P_{нас}; \qquad (7.111)$$

указанное, в основном, может быть использовано для нефтей девонских отложений Урало-Поволжья;

— максимальное использование природной энергии, в том числе и газа, выделяющегося из нефти, что требует оптимизации давления на устье скважины $P_у$;

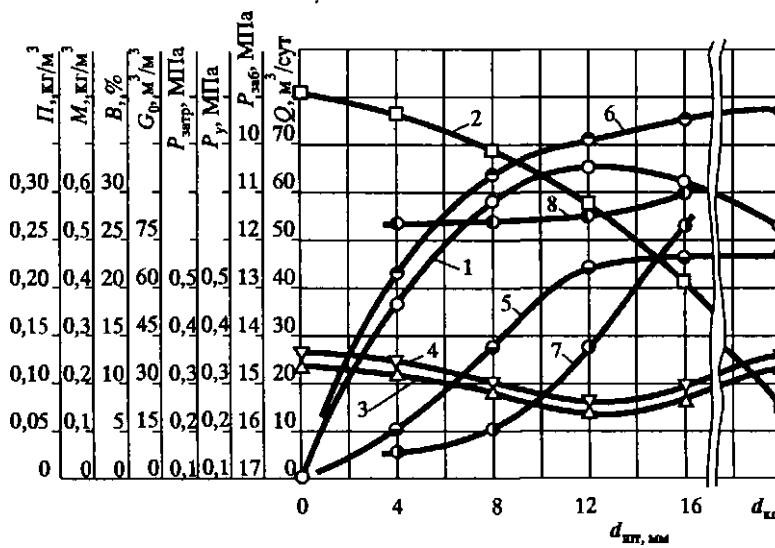


Рис. 7.10. Регулировочные кривые фонтанной скважины:

○ 1 — дебит; □ 2 — забойное давление; △ 3 — устьевое давление; ▽ 4 — давление в затрубном пространстве; ◒ 5 — газовый фактор; ◓ 6 — обводненность продукции; ◑ 7 — содержание механических примесей; ◐ 8 — содержание парафина; $d_{кол}$ — внутренний диаметр штуцерной колодки

— минимизация количества выносимого песка из призабойной зоны с целью предотвращения ее интенсивного разрушения и потери герметичности заколонного пространства (между стенкой скважины и цементным стаканом);

— предотвращение интенсивного обводнения продукции при безусловном ненакоплении воды в интервале «забой—башмак фонтанного подъемника»;

— предотвращение возможного смятия обсадной колонны в нижней части скважины;

— исключение, по возможности, условий отложения парафина (смол, асфальтенов) и солей как в скважине, так и в призабойной зоне;

— исключение условий фонтанирования скважины по затрубному пространству с возможностью перехода работы скважины в пульсирующий режим (с явленнем пульсации), а также образования гидратных (парафиногидратных) пробок;

— дренирование по всей работающей толщине пласта;

— обеспечение (при необходимости) индивидуальной системой транспорта продукции от устья скважины до сборного пункта (мультифазные насосы откачки);

— ограничение дебита скважины в случае прорыва в нее закачиваемой через систему ППД воды или газа из газовой шапки.

На конкретных объектах разработки должны учитываться и специфические особенности, связанные не только с состоянием разработки, но и с особыми свойствами пластовых флюидов и коллекторов.

Контроль за установленным режимом работы фонтанной скважины осуществляется по ее дебиту, а также по значениям устьевого и затрубного давлений. Закономерно, что в процессе длительной работы скважнны могут происходить определенные изменения, связанные как с изменением фильтрационной картины течения в дренируемом объеме пласта, так и с нарушениями в самой скважине или установленном в ней оборудовании. Рассмотрим основные технологические нарушения и связанные с ними осложнения в работе фонтанных скважин.

7.9. ОСЛОЖНЕНИЯ В РАБОТЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН

Многообразие условий работы фонтанных скважин на различных нефтяных месторождениях предопределяет и многообразные причины осложнений в их работе. Регулировочные кривые позво-

ляют выделить основные факторы, влияющие на эффективность работы фонтанных скважин, и учесть их в процессе эксплуатации.

Вместе с тем существует несколько причин осложнений, которые проявляются на значительном количестве разрабатываемых месторождений. К числу таких осложнений относятся:

— отложения в подъемном оборудовании или выкидных линиях, а также в ПЗС асфальтенов, смол, парафинов и церезинов;

— образование песчаных пробок как на забое скважины, так и в подъемнике,

— отложения солей в различных элементах системы;

— пульсации в работе фонтанной скважины;

— открытое (нерегулируемое) фонтанирование при повреждении устьевой арматуры или за счет образования грифонов.

Парафиноотложение

Нефть, состоящая из смеси как легких, так и тяжелых углеводородов, при пластовых условиях находится, как правило, в термодинамическом равновесии. При изменении термобарических условий в призабойной зоне и в самой скважине, связанных с понижением давления и температуры, нарушается фазовое равновесие, и из смеси углеводородов выделяются как газообразные, так и твердые компоненты. Важнейшей характеристикой образования твердой фазы является температура кристаллизации парафина, характеризующая появление в смеси углеводородов первых микрокристаллов парафина.

При снижении давления свободный газ, выделяющийся из нефти, понижает ее растворяющую способность и образует границы раздела, которые провоцируют образование твердой фазы в виде микрокристаллов парафина и церезина, а также микроагрегатов асфальтенов и смол. Образовавшиеся микрокристаллы и микроагрегаты твердой фазы могут оставаться во взвешенном состоянии и выноситься потоком смеси. В противном случае микрокристаллы парафина и церезина, а также микроагрегаты асфальтенов и смол слипаются между собой, образуя сгустки твердой фазы, прилипающие к внутренней поверхности шероховатых насосно-компрессорных труб, особенно в муфтовых соединениях. Со временем этот процесс развивается, приводя к отложению парафина и снижению живого сечения подъемника с соответствующим снижением дебита скважины. Экспериментально установлено, что глубина начала отложений парафина совпадает с глубиной начала выделения газа. Далее под термином «парафин» будем понимать твердые компо-

ненты нефти, формирующие отложения. Характерные профили отложений парафина внутри подъемника приведены на рис. 7.11. Механизм и характер формирования отложений парафина достаточно сложны и зависят от совокупности следующих характеристик: давления насыщения в подъемнике $P'_{нас}$, газонасыщенности нефти (газовый фактор), температурного режима работы скважины, содержания парафина в нефти, температуры кристаллизации парафина, давления на устье скважины, дебита скважины, обводненности продукции, состояния внутренней поверхности подъемника (его шероховатость), типа этой поверхности (гидрофильная или гидрофобная), характера работы скважины (работа с постоянным дебитом или в пульсирующем режиме) и др.

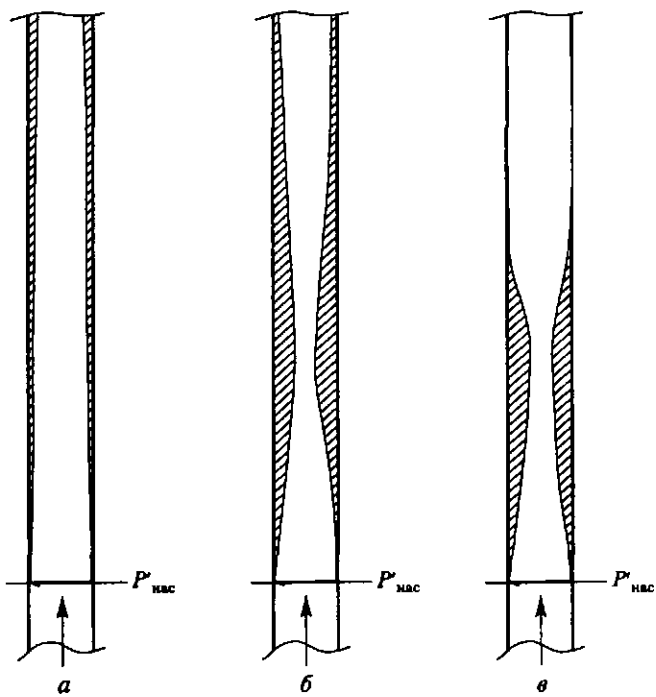


Рис. 7.11. Типичные профили отложений парафина внутри подъемника:
а — с постоянным увеличением отложений к устью скважины; б — с частичным срывом отложений потоком смеси к устью скважины; в — с полным срывом отложений к устью скважины

Совершенно очевидно, что отложения парафина в подъемнике приводят к нарушению нормальной работы скважины: снижению ее дебита и коэффициента полезного действия процесса подъема.

Существуют два принципиальных подхода к борьбе с этим нежелательным явлением:

1. Предотвращение отложений парафина (превентивный подход).

2. Различные методы удаления отлагающегося парафина.

Первый подход является предпочтительным и базируется на создании условий в процессе работы скважины, исключающих формирование отложений парафина или облегчающих их срыв с внутренней поверхности подъемника.

Данный подход включает следующие методы: снижение шероховатости внутренней поверхности НКТ путем нанесения на нее стекла, эмали, эпоксидной смолы или специальных лаков; использование специальных химических реагентов, называемых ингибиторами парафиноотложений. Сущность такого метода заключается не только в гидрофилизации внутренней поверхности подъемника за счет адсорбции на ней химических реагентов, но и в адсорбции этих реагентов на образовавшихся кристаллах парафина и формировании на них тонкой гидрофильной пленки, препятствующей росту кристаллов парафина, их слипанию с образованием сгустков твердой фазы и последующим их отложением на стенках НКТ. Сегодня известно определенное количество ингибиторов парафиноотложений на базе как водорастворимых, так и нефтерастворимых ПАВ.

Второй подход является широкораспространенным и делится на несколько методов:

1. Механические — использование различных по конструкции и форме скребков, спускаемых в подъемник либо на проволоке с помощью специальных автоматизированных лебедок, устанавливаемых на устье скважины, либо так называемых автоматических летающих скребков. Конструктивно скребок устроен таким образом, что при спуске полукруглые по форме пластинчатые ножи сложены и скребок свободно спускается в НКТ. При подъеме ножи раскрываются, их диаметр становится равным внутреннему диаметру НКТ, и они срезают отложившийся парафин, который потоком продукции выносится за пределы устья скважины.

2. Тепловые — прогрев колонны НКТ перегретым паром, закачиваемым в скважину с помощью специальной паропередвижной установки. Такой процесс называется пропариванием НКТ. Часто

используют и прокачку горячей нефти. В настоящее время используются и специальные греющие кабели, спускаемые внутрь НКТ. При подаче на кабель напряжения он разогревается, а отложившийся парафин расплавляется и выносится потоком продукции за пределы устья.

3. Химические — использование различных растворителей парафиновых отложений, закачиваемых в скважину.

Таким образом, в настоящее время имеется достаточный арсенал методов и средств ликвидации осложнений в работе скважин, связанных с отложениями парафинов.

Песчаные пробки

Как правило, эти проблемы связаны либо с фильтрацией в рыхлых слабосцементированных коллекторах, либо с недопустимым снижением забойного давления и разрушением даже хорошо сцементированных терригенных коллекторов. В обоих случаях (при отсутствии соответствующего оборудования забоев скважин) в процессе эксплуатации на забое скважины может образовываться песчаная пробка. С гидродинамической точки зрения ее образование связано с недостаточной скоростью восходящего потока продукции в интервале «забой—башмак фонтанного лифта». Песчинки, поступающие из призабойной зоны, в данном случае осаждаются, формируя на забое песчаную пробку. С течением времени размеры и плотность пробки возрастают, что приводит к резкому снижению дебита скважины вплоть до ее остановки.

Предотвратить образование песчаной пробки можно использованием специальных хвостовиков, которые представляют собой насосно-компрессорные трубы меньшего, чем подъемник, диаметра и спускаются до нижних перфорационных отверстий. Скорость движения продукции в хвостовике должна быть большей, чем скорость осаждения песчинок. В случае же образования песчаной пробки средством их разрушения и выноса является промывка с использованием гидромониторных насадок. Эффективными являются и сконструированные для этих целей струйные насосы. Эксплуатация пескообразующих скважин, как правило, требует периодических чисток.

Солеотложение

Разработка нефтяных месторождений на современном этапе характеризуется необходимостью извлечения огромного количества попутных вод, которые имеют различное происхождение, различ-

ный химический состав и т.д. Основной причиной солеотложений является пересыщение вод неорганическими солями. Причины пересыщения делятся на две группы:

— гидрогеохимические условия продуктивных горизонтов — вещественный состав и физические свойства пород-коллекторов, термобарические условия, химический состав и минерализация пластовых вод;

— состав вод, закачиваемых в пласт с целью поддержания пластового давления, и геолого-промысловые условия разработки.

Геохимические исследования показывают (МГУ им. М.В. Ломоносова), что независимо от состава закачиваемых вод для ППД последние насыщаются сульфатами и карбонатами под влиянием гидрогеохимических условий продуктивных горизонтов. Образующиеся при этом новые по составу воды, с одной стороны, химически несовместимы с пластовыми водами и при смешении с ними дают осадки, с другой — пересыщаются и способствуют осадконакоплению при термобарических и гидродинамических условиях, имеющих место в добывающих скважинах и депрессионных зонах.

В нефтегазоносных провинциях, где в осадочной толще отсутствуют соленосные отложения и минерализация вод невысока, в составе солей, выпадающих в нефтепромысловом оборудовании, преобладают карбонаты кальция. Присутствие соленосных толщ в разрезе месторождения, как правило, способствует высокой минерализации пластовых вод и обуславливает выпадение таких осадков, основными компонентами которых являются сульфат бария или сульфат кальция, а иногда их смесь.

Отмеченное позволяет с большой точностью прогнозировать состав солеотложений, выпадающих в нефтепромысловом оборудовании и в коллекторах нефтяных месторождений той или иной нефтегазоносной провинции.

Несовместимость пластовой воды с закачиваемой также может служить причиной пересыщения попутно-добываемых вод. Многочисленные экспериментальные исследования показали, что количество выпадающих при смешении вод осадков зависит от соотношения объемов пластовой и закачиваемой воды, достигая максимума при их соотношении ~0,8. Одной из причин солеотложений могут служить водорастворимые компоненты нефти, в частности, нафтеновые кислоты и их соли. Предполагается, что вследствие смещения воды с нефтью и турбулизации потока в процессе подъема водора-

створимые компоненты нефти переходят в воду и служат причиной солеотложений. Известны и другие причины образования солей.

Механизм образования солеотложений достаточно сложен и представляется совокупностью таких процессов, как пересыщение попутно-добываемых вод, зародышеобразование, рост кристаллов и перекристаллизация.

Как и при парафиноотложении, предотвращение отложений солей является наилучшей гарантией безаварийной эксплуатации скважин. В этих целях используют соответствующие ингибиторы солеотложений, закачиваемые в призабойную зону скважины. При этом реагент адсорбируется, а затем в процессе эксплуатации скважины десорбируется, смешивается с продукцией, чем предотвращаются солеотложения. К современным ингибиторам солеотложений предъявляются требования не только высокой ингибирующей способности, но и быстрой и наиболее полной адсорбции на поверхности породы при закачке и медленной, но в то же время полной десорбции в процессе эксплуатации скважин. Подбор ингибитора солеотложений с учетом его адсорбционно-десорбционнной способности позволяет обеспечить рациональный вынос реагента из ПЗС и увеличить время и эффективность предотвращения образования солеотложений.

Основные методы борьбы с уже отложившимися солями базируются на использовании различных химических растворителей (как правило, кислотных растворов), с помощью которых производят промывки; в результате — отложения солей растворяются, а продукты реакции удаляются из скважины.

В специальной литературе проблема солеотложений изложена достаточно полно, хотя остаются еще серьезные вопросы, на которые нет полного ответа.

Пульсации

Как уже рассмотрено выше, пульсации в работе фонтанных скважин являются нежелательными, т.к. вызывают нерациональный расход энергии, снижают КПД подъема продукции, а зачастую приводят к прекращению фонтанирования, т.к. скважина начинает работать в периодическом режиме. Самым реальным и действенным путем предотвращения явления пульсации является создание таких условий работы фонтанной скважины, при которых давление у башмака больше или равно давлению насыщения, а коэффициент естественной сепарации свободного газа у бащмака равен нулю.

При технологической невозможности эксплуатации фонтанных скважин на таком режиме эффективной является установка на расчетной глубине подъемника пускового клапана, который периодически перепускает газ из затрубного пространства в НКТ, не допуская отжима уровня жидкости в затрубном пространстве до башмака подъемника. Расчет места установки пускового клапана будет рассмотрен ниже.

Открытое фонтанирование

Такой вид фонтанирования относится к аварийным ситуациям и в настоящее время является достаточно редким. Для исключения открытого фонтанирования даже при непредвиденном аварийном нарушении устьевой арматуры используют отсекатели, которые установлены в скважине и которые при нарушении заданного технологического режима ее работы отсекают продукцию пласта и ее поступление в подъемник. Существует много различных конструкций отсекателей, которые описаны в специальной литературе и изучаются в курсе нефтегазопромыслового оборудования.

Серьезной аварией является возникновение грифона. Грифон образуется в случае потери герметичности между стенками скважины и цементным камнем (обсадной колонной). При этом пластовая продукция поступает на поверхность по данному каналу, часто с возникновением пожара на поверхности, что может привести к потере самой скважины.

Рассмотрим кратко оборудование фонтанных скважин, делая, в основном, акцент на технологических требованиях к этому оборудованию.

7.10. ОБОРУДОВАНИЕ ФОНТАННЫХ СКВАЖИН. ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ТРЕБОВАНИЯ

Многообразие условий разработки нефтяных месторождений и эксплуатации скважин предопределяет определенные, достаточно жесткие требования к оборудованию фонтанных скважин. Не менее жесткие требования к оборудованию диктуются законами охраны недр, окружающей среды, техники безопасности и обеспечения условий жизнедеятельности работающего персонала.

Принципиально оборудование фонтанных скважин состоит из следующих элементов: колонная головка, фонтанная арматура и манифольды.

Колонная головка предназначена для обвязки устья скважины с целью герметизации межтрубных пространств, обвязки обсадных

колонн и установки фонтанной арматуры. В зависимости от количества обсадных колонн, спущенных в скважину, выпускаются одно-, двух-, трех-, четырех- и пятиколонные головки, но все они должны удовлетворять следующим требованиям:

— надежная герметизация межтрубных пространств;

— возможность контроля за давлением во всех межтрубных пространствах;

— быстрое и надежное крепление подвески обсадных колонн;

— универсальность (возможность использования различных обсадных колонн);

— быстрый и удобный монтаж;

— минимально возможная высота;

— высокая надежность (в процессе эксплуатации скважины колонная головка не подлежит ремонту).

Колонные головки выпускаются на различное давление от *n* единиц МПа до *n* десятков МПа. В процессе бурения на колонной головке монтируются превенторы. Перед эксплуатацией скважины превенторы демонтируют и на них устанавливают фонтанную арматуру.

Фонтанная арматура предназначена для:

— подвески одной или двух колонн НКТ;

— герметизации и контроля пространства между колоннами НКТ и затрубного пространства;

— проведения различных технологических операций при вызове притока, освоении, эксплуатации, исследовании и ремонте;

— направления продукции скважины на замерную установку;

— регулирования режима работы скважины и проведения глубинных исследований путем спуска приборов в подъемник;

— закрытия скважины (при необходимости).

Фонтанные арматуры выпускаются для самых разнообразных условий эксплуатации и различаются как по конструкции, так и по прочностным признакам:

— по рабочему давлению;

— по размерам проходного ствола;

— по конструкции фонтанной елки: крестовые (АФК) и тройниковые (АФТ);

— по числу спускаемых в скважину рядов НКТ: однорядные и двухрядные;

— по типу запорных устройств: с задвижками или кранами;

— по типу соединения элементов арматуры: фланцевые и резьбовые.

По существу, фонтанная арматура (рис. 7.12) состоит из трубной головки и фонтанной елки. Трубная головка предназначена для закрепления в ней колонн НКТ (одной или двух) и представляет собой крестовину с двумя боковыми отводами и установленной на ней переходной катушкой, в которой закрепляется на резьбе колонна НКТ (рис. 7.12 а). При подвеске двух колонн НКТ колонна большего диаметра закрепляется в тройнике с одним боковым отводом, а колонна меньшего диаметра — в катушке, установленной на этом тройнике (рис 7.12 б). Фонтанные елки бывают крестового и тройникового типов.

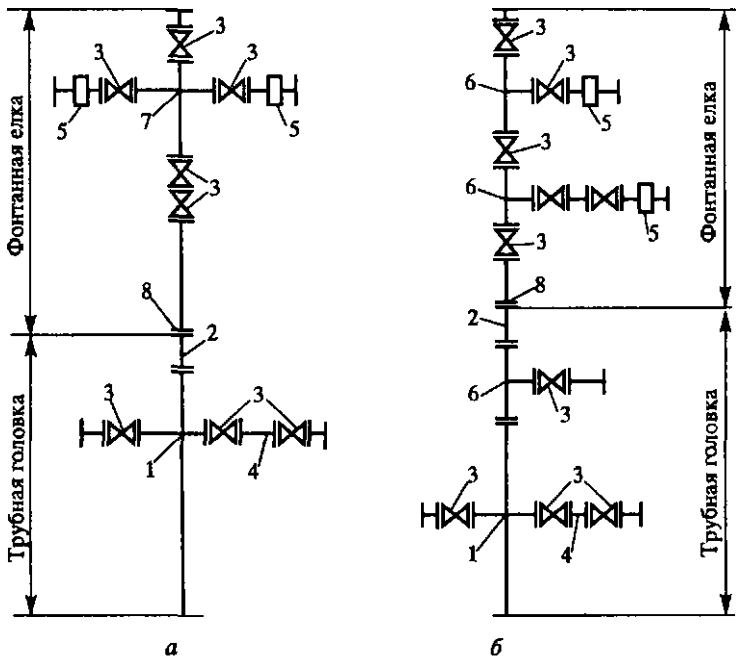


Рис. 7.12. Принципиальные схемы фонтанной (а — крестовой, б — тройниковой) арматуры:

1 — крестовина с двумя боковыми отводами; 2 — переходная катушка для подвески НКТ; 3 — задвижка или кран; 4 — катушка; 5 — штуцерная колодка; 6 — тройник; 7 — крестовина; 8 — фланец

Каждый тип фонтанной елки применяется для определенных эксплуатационных условий. Фонтанная елка крестовой арматуры имеет два боковых отвода, один из которых может быть рабочим, а второй — запасным. Фонтанная елка тройниковой арматуры имеет верхний и нижний отводы (выкиды). Рабочим выкидом всегда является верхний, а нижний — запасным.

В шифре фонтанной арматуры указывается ее тип, проходной диаметр выкида (мм), рабочее давление (МПа). Если арматура оборудована кранами, это также указывается в шифре. Например, АФТ-65Кр-14 — арматура фонтанная, тройникового типа, крановая с проходным диаметром выкида 65 мм, на рабочее давление 14 МПа.

Важным элементом фонтанной арматуры являются штуцерные колодки, устанавливаемые на выкидах и предназначенные для размещения в них штуцеров, с помощью которых регулируется режим работы фонтанной скважины. Существует много типов и конструкций штуцеров как регулируемых, так и нерегулируемых. Более надежными и простыми являются нерегулируемые штуцеры, которые и используются на большинстве фонтанных скважин.

Манифольды предназначены для обвязки выкидов фонтанных скважин (арматуры фонтанных скважин) со сборными коллекторами, транспортирующими продукцию скважин на пункт сбора и подготовки. Манифольды предусматривают установку на них штуцеров, вентилей для отбора проб продукции скважин, запорных устройств и предохранительных клапанов. Основные узлы манифольдов унифицированы с узлами и деталями фонтанной арматуры и на концах имеют фланцы под трубы диаметром 80 мм.

Подробная характеристика оборудования фонтанных скважин рассматривается в курсе нефтегазопромыслового оборудования.

ГЛАВА 8
ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН

По мере истощения пластовой энергии фонтанирование скважин прекращается и возникает необходимость механизированной добычи нефти. Подъем продукции скважин на дневную поверхность с помощью потенциальной энергии газа называется газлифтным способом эксплуатации. Таким образом, в качестве рабочего агента используется газ, отбираемый, например, из газовой залежи (природный газ) или попутно-добываемый (нефтяной газ). Ранее в качестве рабочего агента использовали воздух (эрлифт). В настоящее время воздух не используется в качестве рабочего агента по следующим причинам:

— окисление нефти с потерей ее качества;

— образование стойкой водонефтяной эмульсии (при добыче обводненной нефти), разрушение которой в процессе подготовки нефти затруднено. Кислород воздуха за счет окислительных процессов образует на поверхности глобул воды прочные оболочки, которые препятствуют их коалесценции и укрупнению;

— при определенном содержании углеводородных газов с воздухом образуется взрывчатая смесь (гремучий газ), которая чрезвычайно опасна в пожарном отношении;

— компрессоры, используемые для компримирования воздуха, в случае нарушения системы смазки могут взрываться.

Впервые подъем нефти сжатым газом был осуществлен В.Г. Шуховым в 1897 г. в Баку. Сегодня газлифтная эксплуатация реализуется в двух модификациях:

— с использованием сжатого газа, получаемого на компрессорных станциях — компрессорный газлифт;

— с использованием сжатого газа, отбираемого из газовой залежи — бескомпрессорный газлифт.

Компрессорный газлифт относится к механизированному способу эксплуатации скважин; к механизированному способу относятся и все виды насосной эксплуатации скважин. Компрессорный газлифт обладает рядом преимуществ и недостатков в сравнении с насосной добычей.

К основным преимуществам относятся:

— возможность эксплуатации высокодебитных скважин;

— достаточно простое оборудование, спускаемое в скважину;

— легкое регулирование работы скважины.

Вместе с тем компрессорный газлифт обладает и существенными недостатками:

— относительно низкий КПД процесса подъема, особенно обводненной продукции, составляющий в ряде случаев всего несколько процентов;

— необходимость строительства компрессорной станции, что удорожает добычу нефти;

— как правило, высокие удельные затраты энергии на подъем единицы продукции.

В настоящее время разработка нефтяных месторождений России ведется с поддержанием пластового давления (хотя это и не всегда целесообразно), а основная добыча нефти осуществляется механизированным способом, в основном, насосным, поэтому газлифтный способ не имеет широкого распространения. Это не означает, что газлифтная эксплуатация не имеет перспектив; этот способ может оказаться конкурентоспособным для разработки нефтяных оторочек газовых и газоконденсатных месторождений, а также для добычи нефти из шельфовых месторождений.

8.1. ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ, СХЕМЫ И ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗЛИФТА

Принцип действия газлифта заключается во введении в продукцию сжатого газа (подробно рассмотрен в главе 6 — «Теоретические основы подъема жидкости из скважин») и не отличается от принципа работы фонтанной скважины, за исключением того, что основное количество газа подводится извне, а не выделяется из нефти при понижении давления. Основным источником в этом случае является попутно-добываемый или природный газ.

Различают два принципиальных типа газлифтной эксплуатации:

1. Непрерывный газлифт.
2. Периодический газлифт.

Непрерывный газлифт реализуется тогда, когда продуктивность скважины достаточно высока. В случае низкой продуктивности скважины используется периодический газлифт по двум основным схемам: газлифт с перепускным клапаном и газлифт с камерой накопления.

Классификация газлифтных скважин может быть выполнена по нескольким признакам:

1. По характеру ввода рабочего агента

— прямая закачка;

— обратная закачка.

2. По количеству колонн НКТ

— однорядный подъемник;

— двухрядный подъемник;

— полуторарядный подъемник (лифт Саундерса).

3. По типу используемой энергии рабочего агента

— компрессорный;

— бескомпрессорный.

Бескомпрессорный газлифт осуществляется за счет сжатого газа, отбираемого, например, из газовой залежи и распределяемого по газлифтным скважинам. Если в разрезе нефтяной скважины имеется газовый пропласток (или газовая шапка), то этот газ может использоваться для подъема нефти внутри самой скважины. Такая система называется внутрискважинным газлифтом.

4. По используемому глубинному оборудованию

— беспакерная система;

— пакерная система;

— система с использованием пусковых и рабочего клапанов;

— система, когда газ вводится в подъемник через башмак НКТ (отсутствуют пусковые и рабочий клапаны).

Основные схемы газлифтных скважин приведены на рис. 8.1. Рассмотрим каждую из них.

Однорядный подъемник (рис. 8.1 а) широко используется при эксплуатации скважин с нормальными условиями (в продукции отсутствуют механические примеси), при хорошем качестве рабочего агента и его подготовки (в газе отсутствуют корродирующие компоненты, механические примеси, низкое влагосодержание). В противном случае при прямой закачке возможна коррозия не только подъемника (который при необходимости может быть заменен на новый), но и обсадной колонны (замена которой невозможна). Кроме этого, принципиальными недостатками однорядного подъемника являются (при $H_б < L_с$):

— возможность образования песчаной пробки на забое вследствие недостаточной для выноса песка скорости восходящего потока в интервале «забой—башмак»;

— достаточно высокое пусковое давление, т.к. необходимо оттеснять уровень жидкости в затрубном пространстве при пуске скважины до башмака подъемника;

— возможность работы подъемника с пульсациями.

Устранение некоторых недостатков такой схемы возможно следующим образом: подъемник спускается до забоя, а на расчетной глуби-

не (глубине спуска башмака) устанавливается муфта с рабочими отверстиями, количество и площадь поперечного сечения которых должны обеспечить пропуск расчетного объема закачиваемого газа при перепаде давлений не более 0,15 МПа. При такой схеме предотвращается образование песчаной пробки, и подъемник работает без пульса-

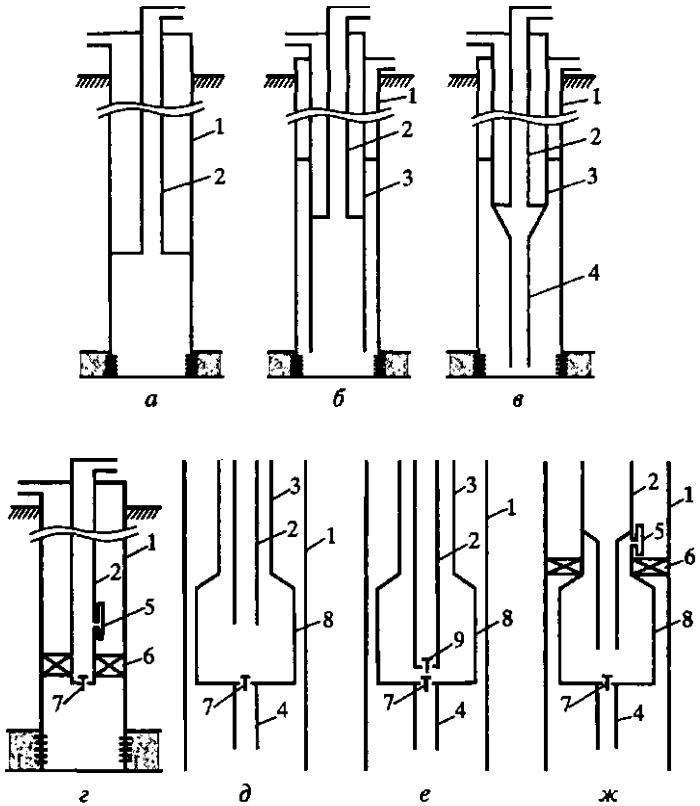


Рис. 8.1. Принципиальные схемы газлифтных скважин:

а — однорядный подъемник; б — двухрядный подъемник; в — полуторарядный подъемник; г — однорядный подъемник с перепускным клапаном и пакером; д — двухрядный подъемник с камерой накопления; е — двухрядный подъемник с камерой накопления и дополнительным обратным клапаном на подъемнике; ж — однорядный подъемник с камерой накопления, перепускным клапаном и пакером; 1 — обсадная колонна; 2 — подъемник; 3 — воздушные трубы; 4 — хвостовик; 5 — перепускной клапан; 6 — пакер; 7 — обратный клапан (отсекатель скважины); 8 — камера накопления; 9 — обратный клапан на подъемнике

ций. Преимущества однорядного подъемника связаны с незначительной его металлоемкостью, с простотой и невысокой стоимостью подземного ремонта (в сравнении с другими схемами газлифтных подъемников). Однорядный подъемник может применяться для эксплуатации скважин с широким диапазоном дебитов, т.к. возможно регулирование работы скважины изменением диаметра подъемника, что затруднено или даже невозможно при других схемах газлифта.

В настоящее время вместо муфты с рабочими отверстиями применяют рабочий (концевой) клапан, устанавливаемый на расчетной глубине.

Таким образом, однорядные подъемники в силу определенных преимуществ получили достаточно широкое применение для эксплуатации добывающих скважин.

Двухрядный подъемник (рис. 8.1б) предназначен для эксплуатации скважин с определенными осложнениями (пескообразование), когда продукция представлена коррозионно-активными компонентами, а также в случае недостаточно высокого качества подготовки закачиваемого газа (повышенное влагосодержание газа и содержание в нем корродирующих компонентов). При такой конструкции в скважину спускают два ряда труб: внешний — большего диаметра и называемый воздушными трубами и внутренний — подъемник меньшего диаметра. При прямой закачке компримированный газ закачивается в кольцевое пространство между воздушными трубами и подъемником. Воздушные трубы, как правило, спускают до забоя, а подъемник — на глубину, соответствующую рабочему давлению газа. Двухрядная схема при необходимости позволяет легко изменять погружение под динамический уровень, изменяя глубину спуска подъемника (внутреннего ряда труб). Как правило, для такой схемы снижается пусковое давление. С другой стороны, такие системы существенно более металлоемки и дорогостоящи, увеличено время подземного ремонта, а также существенно ограничены возможности регулирования работы скважины изменением (увеличением) диаметра подъемника.

Полуторарядный подъемник (рис. 8.1 в), по существу, не отличается от двухрядного, за исключением того, что нижняя часть воздушных труб компонуется из труб меньшего диаметра (так называемый хвостовик); при этом создаются лучшие условия выноса песка и предотвращается образование на забое песчаной пробки. Кроме недостатков двухрядного подъемника, в полуторарядном

подъемнике невозможно из-за наличия хвостовика увеличивать в большинстве случаев глубину спуска подъемника, хотя металлоемкость такой системы несколько меньше, чем двухрядной.

Вышерассмотренные схемы подъемников применяются, как правило, для реализации непрерывного газлифта. Следует отметить, что для этих схем рабочее давление закачиваемого газа передается на забой скважины.

На рис. 8.1 г, д, е, ж представлены различные схемы периодического газлифта, некоторые из которых реализуются при использовании пакера и перепускного клапана (рис. 8.1 г, ж), другие (рис. 8.1 д, е) — без пакера и перепускного клапана, но обязательным элементом таких схем является обратный клапан, предотвращающий передачу давления закачиваемого газа на забой скважины. В беспакерных схемах на устье скважины устанавливается автомат подачи газа с программным управлением. В схемах с пакером и перепускным клапаном роль автомата подачи газа играет сам перепускной клапан сильфонного типа.

Однорядный подъемник с пакером и перепускным клапаном (рис. 8.1 г) предназначен для периодической эксплуатации работающих без осложнений скважин. Принцип работы такого подъемника следующий. Когда перепускной клапан 5 закрыт, давление под обратным клапаном 7 со стороны скважины больше давления над обратным клапаном 7 со стороны подъемника 2 и клапан 7 открывается. Продукция из пласта поступает в подъемник 2, вследствие чего уровень жидкости в нем растет. Вместе с этим растет и давление на сильфон перепускного клапана, который срабатывает от давления в подъемнике. В затрубном пространстве действует давление закачиваемого газа. При достижении заданного перепада давлений (между давлением газа в затрубном пространстве и давлением жидкости в подъемнике) перепускной клапан открывается, газ поступает в подъемник, обратный клапан 7 закрывается, и происходит выброс накопившейся жидкости из подъемника на поверхность. Перепад давлений на сильфон снижается, и перепускной клапан закрывается. Под действием давления у башмака подъемника обратный клапан 7 открывается, и жидкость из скважины поступает в подъемник, приводя к росту уровня жидкости в нем. Цикл повторяется.

Двухрядный подъемник с камерой накопления (рис. 8.1 д) принципиально отличается от классического двухрядного подъемника наличием в нижней части так называемой камеры накопления 8, к которой прикреплен хвостовик 4. В месте крепления хвостовика к камере замещения размещен обратный клапан 7. Когда в межтрубном простран-

стве (между колоннами 2 и 3) и в подъемнике 2 нет давления закачиваемого газа, клапан 7 открывается и жидкость из скважины поступает в камеру накопления и поднимается в подъемник и межтрубное пространство. После подъема уровня жидкости на расчетную величину расположенный на устье автомат подачи газа в соответствии с заданной программой включается, и сжатый газ подается в межтрубное пространство. Обратный клапан 7 закрывается, отсекая от скважины накопившийся объем жидкости и оттесняя ее уровень до башмака подъемника 2. Поступающий через башмак в подъемник газ выбрасывает жидкость на поверхность, давление газа падает, и автомат подачи газа отсекает его подачу. Открывается обратный клапан 7, и цикл повторяется. Основным недостатком данной схемы является повышенный расход газа для продувки подъемника. Указанный недостаток устраняется установкой обратного клапана 9 на башмаке подъемника (рис. 8.1 е). В этом случае после вытеснения накопившейся жидкости из межтрубного пространства и камеры накопления, когда газ начинает прорываться в подъемник через клапан 9, давление газа в межтрубном пространстве падает, и автомат прекращает подачу газа.

На рис. 8.1 ж представлена схема однорядного подъемника с пакером, перепускным клапаном и камерой накопления, принцип действия которого не отличается от такового для схемы на рис. 8.1 г.

Таким образом, многообразие схем газлифтных подъемников позволяет эффективно эксплуатировать скважины с различными дебитами и различными эксплуатационными условиями.

8.2. ПУСК ГАЗЛИФТНОЙ СКВАЖИНЫ

Рассмотрим физику процесса пуска газлифтной скважины на примере однорядного подъемника (рис. 8.2) при прямой закачке газа. При подаче компримированного газа в затрубное пространство газ оттесняет статический уровень вниз; при этом повышается забойное давление. Часть жидкости из затрубного пространства поступает в подъемник, другая часть — может поглощаться пластом. По мере роста давления газа объем поглощаемой пластом жидкости возрастает (за счет увеличения репрессии). В момент достижения уровнем жидкости башмака давление газа становится максимальным, и газ начинает прорываться через башмак, насыщая жидкость в подъемнике. Плотность образующейся газожидкостной смеси снижается, и при определенном расходе газа смесь достигает устья и начинает изливаться. После прорыва газа в башмак давление газа снижается,

что приводит к снижению забойного давления и поступлению жидкости из пласта в скважину. Жидкость поступает в подъемник и затрубное пространство, перекрывая башмак и поступление газа в подъемник. Уровень жидкости в затрубном пространстве в течение определенного времени повышается. Начиная с момента перекрытия башмака подъемника жидкостью, давление газа в затрубном пространстве увеличивается. Через определенное время давление газа становится достаточным для оттеснения уровня жидкости до башмака, после чего газ прорывается в подъемник, и цикл повторяется. Таким образом, при стационарной работе системы у башмака подъемника периодически происходит вышеописанный процесс, приводящий к некоторому изменению давления закачки газа.

Зависимость изменения давления во времени в процессе пуска и нормальной работы газлифтной скважины приведена на рис. 8.3.

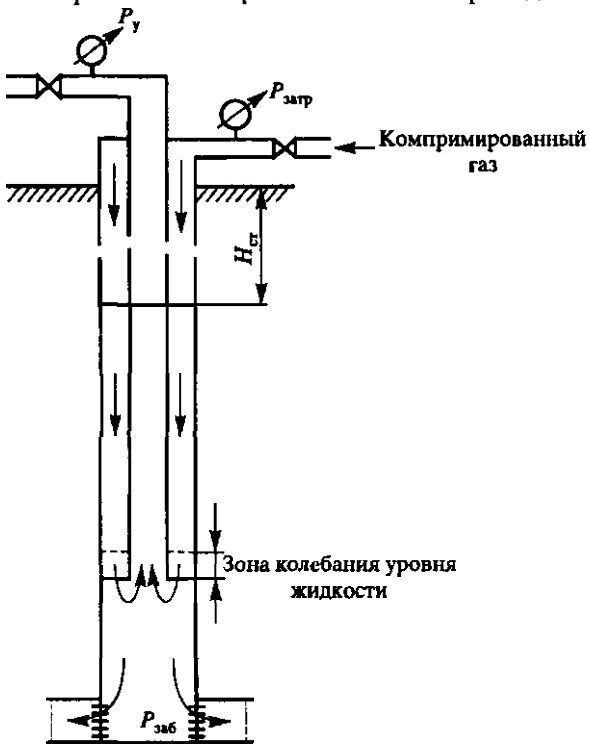


Рис. 8.2. К процессу пуска газлифтной скважины

Максимальное давление закачиваемого газа, соответствующее оттеснению уровня жидкости до башмака подъемника, называется пусковым давлением $P_{пуск}$. Среднее по величине давление, устанавливающееся при нормальной работе газлифтной скважины, называется рабочим давлением $P_{раб}$.

Расчет пускового давления в конкретных условиях представляет практический интерес, т.к. связан с необходимостью выбора оборудования для компримирования газа.

8.3. РАСЧЕТ ПУСКОВОГО ДАВЛЕНИЯ

При выводе общей формулы пускового давления примем следующие ограничения:

1. Не учитываются потери энергии на трение в процессе закачки газа и продавки жидкости.
2. Давление на устье скважины при прямой закачке (давление в затрубном пространстве — при обратной) принимается равным атмосферному.
3. Не учитывается давление от веса столба газа.
4. Пренебрегаем толщиной стенок НКТ.

Рассмотрим процесс прямой закачки газа на примере схемы двухрядного подъемника, приведенной на рис. 8.4.

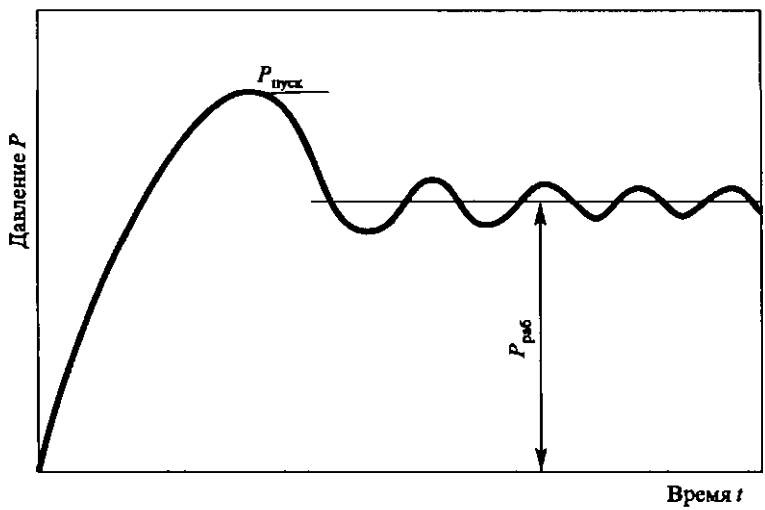


Рис. 8.3. Зависимость изменения давления во время пуска и параллельной работы газлифтной скважины

В соответствии со схемой на рис. 8.4 давление у башмака подъемника равно:

$$P = \rho_{ж} g h_{п}, \qquad (8.1)$$

где $\rho_{ж}$ — плотность жидкости, кг/м^3;

$h_{п}$ — погружение башмака под статический уровень жидкости, м.

Как следует из предыдущего изложения, при положении границы раздела «газ—жидкость» у башмака давление максимально и называется пусковым $P_{пуск}$ (см. рис. 8.4):

$$P_{пуск} = \rho_{ж} g(h_{п} + \Delta h), \qquad (8.2)$$

где Δh — превышение столба жидкости в НКТ и затрубном пространстве за счет вытеснения части жидкости из кольцевого зазора «воздушные трубы—подъемник» газом, м.

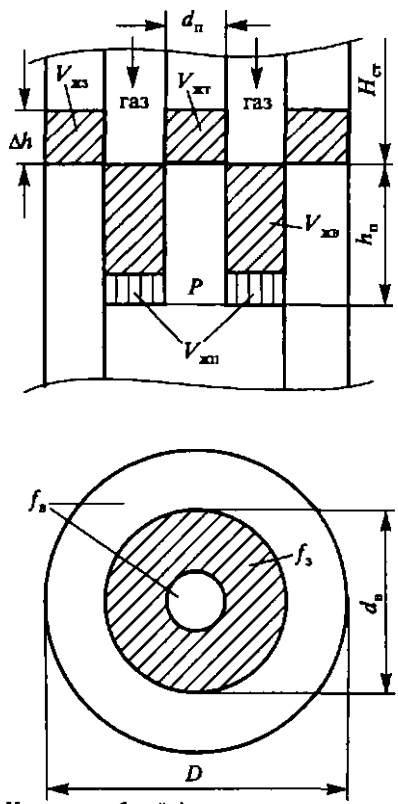


Рис. 8.4. К выводу общей формулы пускового давления

Задачу будем рассматривать с частичным поглощением жидкости пластом. Обозначим отношение объема жидкости, поглощенной пластом $V_{жп}$, к объему вытесняемой жидкости $V_{жв}$ через $K_п$ и назовем это отношение коэффициентом поглощения жидкости пластом $K_п$:

$$K_п = \frac{V_{жп}}{V_{жв}}. \qquad (8.3)$$

Как видно из схемы рис. 8.4, общий объем вытесняемой жидкости равен:

$$V_{жв} = V_{жт} + V_{жз} + V_{жп}, \qquad (8.4)$$

где $V_{жт}$ — часть объема жидкости, вытесняемой из межтрубного пространства в подъемник (НКТ), м³;

$V_{жз}$ — часть объема жидкости, вытесняемой из межтрубного пространства в затрубное пространство, м³.

С учетом выражения (8.3) перепишем (8.4) в следующем виде:

$$V_{жв}(1 - K_п) = V_{жт} + V_{жз}. \qquad (8.5)$$

Как видно из схемы рис. 8.4:

$$V_{жт} + V_{жз} = f_в \Delta h, \qquad (8.6)$$

где $f_в$ — суммарная площадь поперечного сечения кольцевого пространства между обсадной колонной и воздушными трубами (затрубного пространства) и поперечного сечения подъемника (площадь поперечного сечения того объема, куда вытесняется жидкость), м².

Приравнивая левую часть (8.5) к правой части (8.6), получаем:

$$V_{жв}(1 - K_п) = f_в \Delta h,$$

откуда находим Δh:

$$\Delta h = \frac{V_{жв}}{f_в}(1 - K_п). \qquad (8.7)$$

Полный объем вытесняемой из межтрубного пространства жидкости при закачке газа равен:

$$V_{жв} = f_з h_п, \qquad (8.8)$$

где $f_з$ — площадь поперечного сечения межтрубного пространства, в которое закачивается газ, м².

Подставляя (8.8) в (8.7), получаем:

$$\Delta h = \frac{f_з}{f_в} \cdot h_п (1 - K_п). \qquad (8.9)$$

Заменяя Δh в выражении (8.2) выражением (8.9), получаем зависимость для расчета пускового давления при принятых ограничениях:

$$P_{\text{пуск}} = \rho_{\text{ж}} g h_{\text{п}} \left[1 + \frac{f_{\text{з}}}{f_{\text{в}}} (1 - K_{\text{п}}) \right]. \qquad (8.10)$$

Не следует забывать, что полученная зависимость справедлива при оттеснении статического уровня до башмака подъемника.

Анализ выражения (8.10) показывает, что пусковое давление при прочих неизменных условиях определяется соотношением $f_{\text{з}}/f_{\text{в}}$, которое, в свою очередь, зависит от типа закачки (прямая или обратная) и диаметра используемых труб.

Рассмотрим влияние типа закачки на пусковое давление при неизменных остальных параметрах.

Для прямой закачки:

$$f_{\text{з}} = 0,785\left(d_{\text{в}}^2 - d_{\text{п}}^2\right),$$

$$f_{\text{в}} = 0,785\left(D^2 - d_{\text{в}}^2 + d_{\text{п}}^2\right),$$

$$\left(\frac{f_{\text{з}}}{f_{\text{в}}}\right)_{\text{пр}} = \frac{d_{\text{в}}^2 - d_{\text{п}}^2}{D^2 - d_{\text{в}}^2 + d_{\text{п}}^2}, \qquad (8.11)$$

где $d_{\text{в}}$, $d_{\text{п}}$, D — соответственно диаметр воздушных труб, подъемника и обсадной колонны, м.

Для обратной закачки:

$$f_{\text{з}} = 0,785 d_{\text{п}}^2,$$

$$f_{\text{в}} = 0,785\left(D^2 - d_{\text{п}}^2\right),$$

$$\left(\frac{f_{\text{з}}}{f_{\text{в}}}\right)_{\text{обр}} = \frac{d_{\text{п}}^2}{D^2 - d_{\text{п}}^2}. \qquad (8.12)$$

Проведем численную оценку, принимая:

$D = 0,16$ м, $K_{\text{п}} = 0,1$

$d_{\text{в}} = 0,10$ м, $P = \rho_{\text{ж}} g h_{\text{п}} = 10 \cdot 10^6$ Па $= 10$ МПа.

$d_{\text{п}} = 0,06$ м,

В результате получаем:

$$\left(\frac{f_{\text{з}}}{f_{\text{в}}}\right)_{\text{пр}} = 0,333, \quad \left(\frac{f_{\text{з}}}{f_{\text{в}}}\right)_{\text{обр}} = 0,163,$$

тогда

$$P_{\text{пуск.пр}} = 10\,(1 + 0{,}333 \cdot 0{,}9) \approx 13 \text{ МПа},$$

$$P_{\text{пуск.обр}} = 10\,(1 + 0{,}163 \cdot 0{,}9) \approx 11{,}5 \text{ МПа},$$

т.е. для данного случая пусковое давление при обратной закачке меньше, чем при прямой. Анализ выражения (8.11) показывает, что (при прочих неизменных условиях) при прямой закачке, если увеличивать диаметр воздушных труб, то $(f_з/f_в)_{пр}$ увеличивается; следовательно, увеличивается и пусковое давление. В то же время при обратной закачке (при прочих неизменных условиях), как это следует из выражения (8.12), диаметр воздушных труб не влияет на пусковое давление.

Найдем условие, при котором пусковое давление при прямой и обратной закачках будет одинаковым. Приравнивая выражения (8.11) и (8.12), получим:

$$d_в = \sqrt{2} d_п, \qquad (8.13)$$

т.е., если диаметр воздушных труб больше в $\sqrt{2}$ раз диаметра подъемника, то пусковое давление будет одинаковым независимо от типа закачки.

Действительно, для рассматриваемого числового примера примем: $d_в = \sqrt{2} \cdot 0{,}06$.

Тогда

$$\left(\frac{f_з}{f_в}\right)_{пр} = \frac{\left(\sqrt{2} \cdot 0{,}06\right)^2 - (0{,}06)^2}{(0{,}16)^2 - \left(\sqrt{2} \cdot 0{,}06\right) + (0{,}06)^2} \approx 0{,}163,$$

что соответствует

$$\left(\frac{f_з}{f_в}\right)_{пр} = \left(\frac{f_з}{f_в}\right)_{обр} = 0{,}163.$$

Таким образом, при условии (8.13) и при прочих неизменных условиях пусковое давление при прямой и обратной закачках будет одинаковым и равным 11,5 МПа.

Более того, при $d_в < \sqrt{2}\, d_п$ пусковое давление при прямой закачке будет меньшим, чем при обратной. Допустим, $d_в = 1{,}333 \cdot d_п$, т.е. $d_в = 0{,}08$ м. В этом случае $(f_з/f_в)_{пр} \approx 0{,}123$, а пусковое давление равно 11,07 МПа, что меньше 13 МПа.

Анализ полученных выражений показывает, что при прочих неизменных условиях:

при прямой закачке

— чем больше диаметр воздушных труб, тем больше пусковое давление;

— чем больше диаметр подъемника, тем меньше пусковое давление;

при обратной закачке

— диаметр воздушных труб не влияет на пусковое давление;

— чем больше диаметр подъемника, тем больше пусковое давление.

Таким образом, пусковое давление зависит не только от плотности жидкости, погружения под статический уровень, коэффициента поглощения жидкости пластом и типа закачки, но и от соотношения диаметров используемых труб.

Для однорядного подъемника расчет пускового давления ведется также по зависимости (8.10); при этом соотношения $(f_з/f_в)$ таковы:

прямая закачка

$$\left(\frac{f_з}{f_в}\right)_{пр} = \frac{D^2 - d_п^2}{d_п^2}\ ; \qquad (8.14)$$

обратная закачка

$$\left(\frac{f_з}{f_в}\right)_{обр} = \frac{d_п^2}{D^2 - d_п^2}\ . \qquad (8.15)$$

Анализ выражений (8.14) и (8.15) показывает:

— увеличение диаметра подъемника при прямой закачке приводит к снижению $(f_з/f_в)_{пр}$ и, следовательно, к снижению пускового давления;

— увеличение диаметра подъемника при обратной закачке приводит к увеличению $(f_з/f_в)_{обр}$ и, следовательно, к увеличению пускового давления.

Приравнивая выражения (8.14) и (8.15), получим условие соотношения диаметров скважины и подъемника, при котором пусковое давление одинаково при прямой и обратной закачках:

$$d_п = \frac{D}{\sqrt{2}}, \qquad (8.16)$$

т.е. диаметр подъемника в $\sqrt{2}$ раз должен быть меньше диаметра скважины.

Влияние толщины стенок используемых труб на пусковое давление может быть выполнено с учетом следующих зависимостей:

— двухрядный подъемник

прямая закачка

$$\left(\frac{f_э}{f_в}\right)_{пр} = \frac{d^2_{в.вн} - d_{п.нар}}{D^2_{вн} - d^2_{в.нар} + d^2_{п.вн}}\ ; \qquad (8.17)$$

обратная закачка

$$\left(\frac{f_э}{f_в}\right)_{обр} = \frac{d^2_{п.вн}}{D^2_{вн} - d^2_{в.нар} + d^2_{в.вн} - d^2_{п.нар}}\ ; \qquad (8.18)$$

— однорядный подъемник

прямая закачка

$$\left(\frac{f_э}{f_в}\right)_{пр} = \frac{D^2_{вн} - d^2_{п.нар}}{d^2_{п.вн}}\ ; \qquad (8.19)$$

обратная закачка

$$\left(\frac{f_э}{f_в}\right)_{обр} = \frac{d^2_{п.вн}}{D^2_{вн} - d^2_{п.нар}}\ , \qquad (8.20)$$

где $d_{п.вн}$, $d_{п.нар}$ — соответственно внутренний и наружный диаметр подъемника, м;

$d_{в.вн}$, $d_{в.нар}$ — соответственно внутренний и наружный диаметр воздушных труб, м;

$D_{вн}$ — внутренний диаметр обсадной колонны, м.

В процессе пуска газлифтной скважины глубина спуска башмака подъемника $H_б$ может быть таковой, что в процессе продавки вытесняемая жидкость полностью заполняет объем системы (до устья скважины) к моменту, когда граница раздела «жидкость—газ» еще не достигла башмака подъемника. В этом случае жидкость поступает в систему сбора продукции, давление в которой обозначим $P_с$, а пусковое давление рассчитывается по формуле:

$$P_{пуск} = \rho_ж g H_б + P_с. \qquad (8.21)$$

И, наконец, последнее замечание: пусковое давление, рассчитываемое по вышеприведенным зависимостям, приведено к башмаку подъемника. Приведение его к устью скважины связано с расчетом потерь на трение и веса столба закачиваемого газа.

8.4. МЕТОДЫ СНИЖЕНИЯ ПУСКОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Численная величина пускового давления может быть самой различной, а иногда достигать достаточно высоких значений. В нефтепромысловом хозяйстве может отсутствовать компрессорная техника с созданием соответствующего пускового давления, хотя известны системы газлифтной эксплуатации с двумя газовыми линиями:

— линия с рабочим давлением,

— линия с пусковым давлением.

Давление газа в линии с пусковым давлением существенно выше такового в линии с рабочим давлением. При пуске газлифтной скважины она подключается к линии с пусковым давлением, а после запуска скважины — переключается на линию с рабочим давлением. Эта операция осуществляется на газораспределительном узле. Совершенно очевидно, что такая система удорожает всю газлифтную систему и требует дополнительного обслуживания.

Предпочтительным является подход, базирующийся на снижении величины пускового давления. Анализ общей зависимости пускового давления (8.10) показывает, что снижение пускового давления возможно при:

— поглощении жидкости пластом ($K_{п}>0$);

— снижении погружения башмака под уровень жидкости ($h_{п}$);

— снижении плотности жидкости ($\rho_{ж}$);

— снижении $f_{з}$ в сравнении с $f_{в}$, т.е. при подборе соответствующих диаметров колонн НКТ.

В настоящее время на практике используют следующие методы снижения пускового давления.

Метод задавки жидкости в пласт

Этот метод дает положительные результаты для скважин с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками пласта, т.е. тогда, когда при репрессии жидкость быстро поглощается пластом. Если обозначить максимальный объем жидкости в скважине через $V_{ж.\,макс}$ (пренебрегая толщиной стенок колонн НКТ, спущенных в скважину), то при известных глубине скважины $L_{с}$, начальном статическом уровне $H_{ст0}$ и внутреннем диаметре скважины $D_{вн}$ максимальный объем жидкости таков (м³):

$$V_{ж.\,макс} = 0{,}785\, D_{вн}^{2}\,(L_{с} - H_{ст0})\,[\text{м}^3]\,. \qquad (8.22)$$

С момента начала задавки жидкости в пласт, например, за счет подачи в скважину компримированного газа при давлении закачки $P_{зак}$, статический уровень жидкости возрастает и его положе-

ние зависит от времени закачки t, т.е. $H_{ст} = f(t)$. Совершенно очевидно, что и объем жидкости в скважине снижается во времени, т.е. $V_ж = f(t)$:

$$V_ж(t) = 0{,}785 D_{вн}^2 \left[L_с - H_{ст}(t) \right] \text{ [м}^3\text{]}. \quad (8.23)$$

При рассмотрении данного вопроса принимаем, что:

— закачка газа ведется по всему сечению скважины;

— потери на трение, равно как и вес газа, не учитываются;

— коэффициент приемистости скважины $K_{пр}$ не зависит от давления, т.е. $K_{пр} = \text{const}$;

— давление закачки газа $P_{зак}$ постоянно.

Задавка жидкости в пласт возможна за счет создаваемой в процессе закачки газа репрессии $\Delta P_р$:

$$\Delta P_р(t) = \left[L_с - H_{ст}(t) \right] \rho_ж g + P_{зак} - P_{пл} \text{ [Па]}, \quad (8.24)$$

где $\rho_ж$ — плотность продукции скважины, кг/м^3;

$P_{пл}$ — пластовое давление, Па;

$P_{зак}$ — давление закачки газа, Па.

При $\Delta P_р(t) = 0$ задавка жидкости в пласт прекращается, а статический уровень достигает своего максимального значения $H_{ст.макс}(t)$. Определим эту величину. Перепишем выражение (8.24) для этого случая:

$$\left[L_с - H_{ст.макс}(t) \right] \rho_ж g + P_{зак} - P_{пл} = 0,$$

откуда

$$H_{ст.макс}(t) = L_с - \frac{P_{пл} - P_{зак}}{\rho_ж g} \text{ [м]}. \quad (8.25)$$

Максимальный объем жидкости, поглощенный пластом $V_{ж.погл}$ в процессе задавки, равен разности выражений (8.22) и (8.23) при подстановке в (8.23) вместо $H_{ст}(t)$ выражения (8.25). В результате:

$$V_{ж.погл} = 0{,}785 D_{вн}^2 \left(L_с - H_{ст0} - \frac{P_{пл} - P_{зак}}{\rho_ж g} \right) \text{[м}^3\text{]}. \quad (8.26)$$

Обозначая подачу компрессора при закачке газа через $q_к$ [м^3/мин] и принимая ее постоянной во времени, рассчитываем время закачки $t_{зак}$:

$$t_{зак} = \frac{V_{ж.погл}}{q_к} = \frac{0{,}785 D_{вн}^2}{q_к} \left(L_с - H_{ст\,0} - \frac{P_{пл} - P_{зак}}{\rho_ж g} \right) \text{[мин]}. \quad (8.27)$$

Как следует из (8.26), максимальный объем жидкости в скважине, рассчитываемый по (8.22), может быть задавлен в пласт при условии $P_{зак} \geq P_{пл}$.

Динамика задавки жидкости в пласт в функции времени может быть рассмотрена исходя из следующего. Объем поглощаемой пластом жидкости во времени $V_{ж.погл.}(t)$ таков:

$$V_{ж.погл}(t) = V_{ж.макс} - V_{ж}(t) \ [м^3]. \qquad (8.28)$$

Подставляя в (8.28) выражения (8.22) и (8.23), получим:

$$V_{ж.погл}(t) = 0,785 D_{вн}^2 \left[H_{ст}(t) - H_{ст\,0} \right] [м^3]. \qquad (8.29)$$

Динамика поглощения жидкости пластом такова:

$$V_{ж.погл}(t) = K_{пр} \cdot \Delta P_{р}(t) \cdot t \ [м^3], \qquad (8.30)$$

где $K_{пр}$ — коэффициент приемистости скважины, м³/(мин·Па);

t — текущее время, мин.

Подставляя в (8.30) выражения (8.24) и (8.29), получаем:

$$\left[H_{ст}(t) - H_{ст\,0} \right] = \frac{K_{пр}}{0,785 D_{вн}^2} \left\{ \left[L_{с} - H_{ст}(t) \right] \rho_{ж} g + P_{зак} - P_{пл} \right\} \cdot t \ . \qquad (8.31)$$

Данное выражение позволяет рассчитывать динамику поглощения жидкости пластом во времени, если задаться законом изменения во времени статического уровня $H_{ст}(t)$.

После задавки жидкости в пласт прекращают закачку газа и стравливают имеющийся в скважине газ, что приводит к снижению забойного давления, возникновению депрессии, и скважина запускается в работу. Метод является достаточно простым и эффективным.

Метод свабирования

Метод базируется на снижении погружения башмака подъемника под уровень жидкости за счет спуска в НКТ современного сваба с большой длиной хода и отбора определенного объема жидкости из скважины с последующей закачкой компримированного газа. При свабировании понижается погружение $h_{п}$ и, как это следует из формулы пускового давления, величина этого давления снижается.

Метод последовательного допуска труб

Может быть применен в скважинах с низким коэффициентом продуктивности, является достаточно трудоемким и, в определенной степени, опасным. Суть этого метода заключается в следую-

щем. Башмак подъемника спускается на такую глубину, при которой можно оттеснить уровень жидкости исходя из располагаемого давления закачки $P_{зак}$. Для этого используем формулу пускового давления, полагая $P_{пуск} = P_{зак}$. Рассчитываем погружение $h_{п1}$:

$$h_{п1} = \frac{P_{зак}}{\rho_ж g\left[1 + \frac{f_э}{f_в}(1 - K_п)\right]}. \qquad (8.32)$$

Башмак подъемника спускается на глубину $H_{б1}$:

$$H_{б1} = H_{ст\,0} + h_{п1},$$

где $H_{ст\,0}$ — начальный статический уровень в скважине, м.

После спуска башмака на глубину $H_{б1}$ в скважину подается газ под давлением $P_{зак}$, уровень жидкости оттесняется до башмака и скважина продувается; при этом определенный объем жидкости выбрасывается из скважины. После этого устьевая арматура демонтируется и производится наращивание и допуск колонны НКТ на глубину, чтобы погружение стало равным $h_{п2}$; при этом $h_{п2} < h_{п1}$, т.к. в процессе работ по демонтажу арматуры, наращиванию, допуску колонны НКТ и монтажу устьевой арматуры проходит определенное время, в течение которого уровень жидкости в скважине может измениться за счет притока из пласта. После допуска труб в скважину подается газ под давлением $P_{зак}$, уровень жидкости оттесняется до башмака и скважина продувается; при этом определенный объем жидкости выбрасывается из скважины. Затем вся процедура повторяется до тех пор, пока глубина спуска башмака не достигнет проектной величины.

Метод переключения с одиой системы закачки на другую

Этот метод при определенных условиях может оказаться достаточно эффективным средством снижения пускового давления и зависит, как это следует из общей формулы, от соотношения $f_у/f_в$ и базируется на соответствующем подборе диаметров колонн НКТ, т.е. система закачки газа (с минимальным пусковым давлением) в период пуска может быть определена уже на стадии проектирования газлифтной эксплуатации. Эффективность этого метода снижения пускового давления всецело определяется соотношением $f_у/f_в$.

Более универсальным и легко управляемым методом снижения пускового давления является метод, базирующийся на снижении плотности жидкости в скважине $\rho_ж$ использованием на подъемнике специальных пусковых отверстий.

Метод пусковых отверстий

По физической сущности процессов после прорыва газа в подъемник этот метод принципиально не отличается от метода последовательного допуска труб. Технологическим отличием является то, что прорыв газа в подъемник осуществляется не через башмак подъемника, а через специальные пусковые отверстия, размещенные на расчетных глубинах по длине подъемника ниже начального статического уровня $H_{ст\,0}$. Местоположение пусковых отверстий и их количество зависят от располагаемого рабочего давления $P_р$ и глубины спуска башмака $H_б$.

Рассмотрим данный метод на примере однорядного подъемника при прямой закачке газа (рис. 8.5). Глубина расположения первого пускового отверстия определяется из уравнения баланса давлений до отверстия и после:

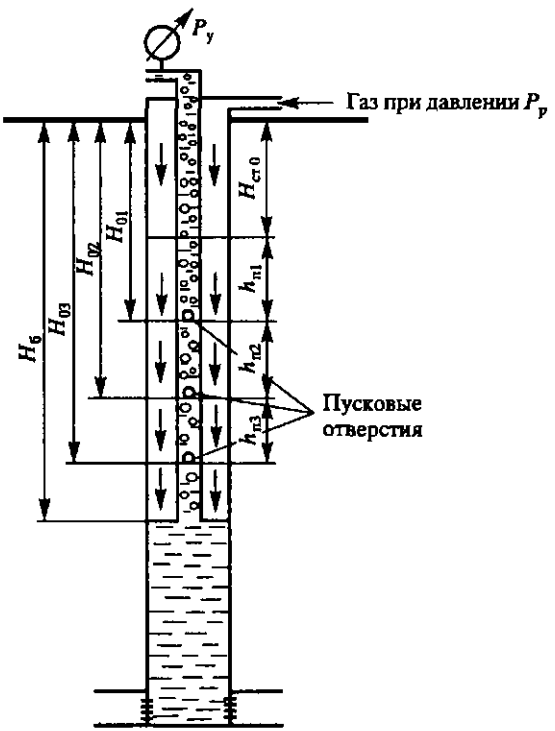


Рис. 8.5. Схема пуска газлифтной скважины с использованием пусковых отверстий

$$P_р + P_г = \rho_ж g h_{п1}\left[1 + \frac{f_э}{f_в}(1 - K_п)\right] + P_у,$$

откуда

$$h_{п1} = \frac{P_р + P_г - P_у}{\rho_ж g\left[1 + \frac{f_э}{f_в}(1 - K_п)\right]}, \qquad (8.33)$$

а глубина первого отверстия H_{01}:

$$H_{01} = H_{ст\,0} + \frac{P_р + P_г - P_у}{\rho_ж g\left[1 + \frac{f_э}{f_в}(1 - K_п)\right]}, \qquad (8.34)$$

где $P_р$ — рабочее давление закачиваемого газа на устье скважины (в затрубном пространстве), Па;

$P_г$ — давление от веса столба газа в затрубном пространстве, Па;

$P_у$ — давление на устье скважины в НКТ, Па.

После оттеснения уровня жидкости до первого отверстия газ прорывается через него в подъемник и насыщает жидкость. Плотность образующейся смеси снижается, а высота ее возрастает до величины $H_{см}$. Если $H_{см} > H_{01}$, то начинается излив продукции на устье, создается определенная депрессия на пласт и скважина запускается в работу. Если $H_{см} < H_{01}$, то начинается продувка подъемника на высоте $H_{см}$ и выброс жидкости; у отверстия устанавливается определенный перепад давлений ΔP_{01}, зависящий от площади отверстия и расхода газа через него. Таким образом, рабочее давление $P_{р1}$, под действием которого уровень жидкости оттесняется от первого пускового отверстия до второго (на величину $h_{п2}$), равно:

$$P_{р1} = P_р + P_г - \Delta P_{01}, \qquad (8.35)$$

а глубина второго отверстия H_{02} такова:

$$H_{02} = H_{01} + \frac{P_р - \Delta P_{01} + P_г - P_у}{\rho_ж g\left[1 + \frac{f_э}{f_в}(1 - K_п)\right]}, \qquad (8.36)$$

где ΔP_{01} — потери давления в первом отверстии, Па.

После достижения уровнем жидкости второго пускового отверстия происходит процесс, аналогичный таковому у первого отвер-

стия, и цикл повторяется. Местоположение последующих отверстий рассчитывается аналогично.

Площадь отверстия рассчитывается таким образом, чтобы скорость движения газа в нем не превышала критических значений, например, скорости звука при предельном расходе газа.

Недостатком данного метода является повышенный удельный расход газа при нормальной работе скважины, т.к. пусковые отверстия остаются открытыми. В настоящее время этот метод снижения пускового давления не применяется.

Сегодня запуск газлифтных скважин в работу осуществляется с использованием так называемых пусковых клапанов, а ввод газа при нормальной работе подъемника осуществляется через так называемый рабочий клапан. Различные глубинные клапаны, применяемые при газлифтной эксплуатации, рассмотрены ниже.

8.5. ГЛУБИННЫЕ ГАЗЛИФТНЫЕ КЛАПАНЫ

В настоящее время при эксплуатации скважин используется большое количество различных глубинных клапанов, принципиально предназначенных для установления или прекращения взаимосвязи подъемника с различными межтрубными пространствами. Все многообразие глубинных клапанов можно классифицировать по следующим признакам:

1. По назначению:
   1.1. Пусковые.
   1.2. Рабочие.
   1.3. Концевые.
2. По конструкции:
   2.1. Пружинные.
   2.2. Сильфонные.
   2.3. Комбинированные.
3. По характеру работы:
   3.1. Нормально открытые.
   3.2. Нормально закрытые.
4. По давлению срабатывания:
   4.1. От давления в затрубном пространстве.
   4.2. От давления в НКТ (подъемнике).

По принципу действия клапаны являются дифференциальными.

Пусковые клапаны предназначены, в основном, для запуска газлифтных скважин в эксплуатацию, но широко применяются и при

других способах эксплуатации; например, для повышения эффективности работы скважин при явлении пульсации (сглаживание пульсаций).

Рабочие клапаны предназначены для ввода газа в подъемник при газлифтной эксплуатации.

Концевые клапаны предназначены для поддержания рабочего уровня жидкости ниже этого клапана и обеспечивают равномерное поступление газа в подъемник через клапан при изменении расчетных параметров газлифта, предотвращая явление пульсации. Устанавливаются эти клапаны вблизи башмака подъемника.

На рис. 8.6 приведены основные схемы глубинных клапанов. Все клапаны в нижней части имеют промывочные обратные клапаны (на рис. 8.6 они не показаны).

Пружинный клапан (рис. 8.6 а) — по характеру работы относится к нормально открытым клапанам дифференциального типа. Клапан состоит из двух сёдел 1 и 10, двух клапанов 2 и 9, соединенных штоком 3. На штоке имеется пружина 6, один конец которой связан через упор 7 с корпусом клапана 11, а другой — со штоком 3 через

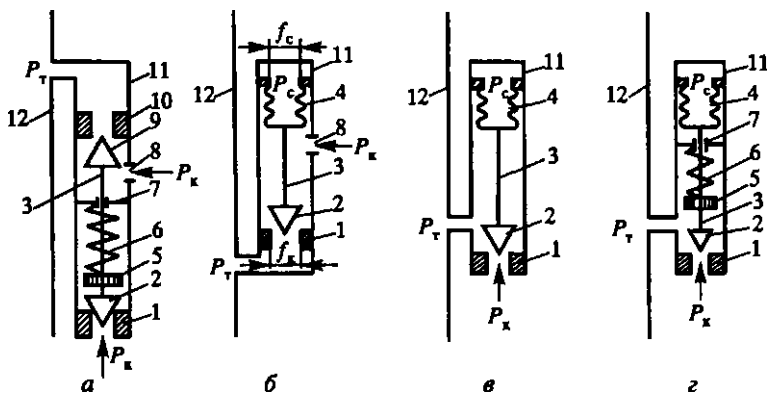


Рис. 8.6. Принципиальные схемы глубинных клапанов:

а — пружинный; б — сильфонный, срабатывающий от давления в затрубном пространстве $P_к$; в — сильфонный, срабатывающий от давления в трубах $P_т$ (подъемнике); г — комбинированный; 1 — нижнее седло клапана; 2 — нижний клапан; 3 — шток клапана; 4 — сильфонная камера; 5 — регулировочная гайка; 6 — пружина; 7 — упор пружины; 8 — отверстие в корпусе клапана; 9 — верхний клапан; 10 — верхнее седло клапана; 11 — корпус клапана; 12 — стенка НКТ

регулировочную гайку 5, закрепленную на нем. Клапан размещен в корпусе 11 и устанавливается на внешней стороне колонны НКТ 12.

В рабочем (открытом) положении нижнее седло 1 закрыто клапаном 2 за счет силы сжатой пружины 6. Верхний клапан 9 открыт. Газ под давлением $P_к$ из затрубного пространства через отверстие 8 и верхнее седло 10 поступает в колонну НКТ (подъемник), газирует продукцию скважины, в результате чего через определенный промежуток времени давление $P_т$ в НКТ и внутри корпуса клапана снижается. Рассмотрим силы, действующие на шток клапана, когда клапан находится в открытом и закрытом состояниях.

1. **Клапан 9 открыт**

Обозначим (индекс «о» означает, что клапан открыт):

$P_{то}$ — давление в НКТ и внутри клапана, Па;

$P_{ко}$ — давление компримированного газа в затрубном пространстве, Па;

$F_{по}$ — сила сжатия пружины, действующая на шток и направленная сверху вниз, Н.

Баланс сил, действующих на шток, таков:

$$F_{по} > (P_{ко} - P_{то}) f_1, \tag{8.37}$$

где f_1 — площадь поперечного сечения нижнего седла, м^2.

Таким образом, условие (8.37) — условие устойчиво открытого положения клапана.

Клапан закрывается, когда баланс сил, действующих на шток, соответствует условию:

$$(P_{ко} - P_{то}) f_1 \geq F_{по}. \tag{8.38}$$

Обозначим

$$P_{ко} - P_{то} = \Delta P_з \tag{8.39}$$

и назовем этот перепад давлений $\Delta P_з$ закрывающим перепадом, величина которого такова:

$$\Delta P_з > \frac{F_{по}}{f_1}. \tag{8.40}$$

2. **Клапан 9 закрыт**

Обозначим (индекс «з» означает, что клапан закрыт):

$P_{тз}$ — давление в НКТ, Па;

$P_{кз}$ — давление компримированного газа в затрубном пространстве и внутри клапана, Па;

$F_{пз}$ — сила сжатия пружины, действующая на шток и направленная сверху вниз, Н.

Баланс сил, действующих на шток, таков:

$$F_{пз} < (P_{кз} - P_{тз}) f_{10}, \tag{8.41}$$

где f_{10} — площадь поперечного сечения верхнего седла, м^2.

При этом: $f_{10} > f_1$. (8.42)

При выполнении условия (8.41) клапан устойчиво закрыт.

Клапан открывается тогда, когда баланс сил, действующих на шток, соответствует условию:

$$(P_{кз} - P_{тз}) f_{10} \le F_{пз}. \tag{8.43}$$

Обозначим

$$P_{кз} - P_{тз} = \Delta P_o \tag{8.44}$$

и назовем этот перепад давлений ΔP_o открывающим перепадом, величина которого такова:

$$\Delta P_o < \frac{F_{пз}}{f_{10}}. \tag{8.45}$$

Сравнивая (8.40) и (8.45) и учитывая условие (8.42), можно сделать вывод, что закрывающий перепад давлений $\Delta P_з$ больше открывающего ΔP_o, т.е.

$$\Delta P_з > \Delta P_o. \tag{8.46}$$

Данное условие справедливо только в том случае, если $F_{пз}/F_{по}$ меньше, чем f_{10}/f_1.

Сильфонные клапаны выполняются по двум схемам: срабатывающие от давления в затрубном пространстве $P_к$ (рис. 8.6 б) и от давления в трубах $P_т$ (рис. 8.6 в). Основным элементом таких клапанов является сильфонная камера 4, заполненная, как правило, азотом до давления $P_с$.

Рассмотрим более подробно работу клапана, представленного на рис. 8.6 б. Обозначим эффективную площадь поперечного сечения сильфона через $f_с$. На штоке 3, соединенном с сильфонной камерой 4, имеется клапан 2, площадь поперечного сечения седла которого 1 обозначим через $f_к$. Через отверстия 8 и открытый клапан 2 газ из затрубного пространства при давлении $P_к$ поступает в НКТ. Одной из основных характеристик сильфонного клапана является давление зарядки сильфона $P_с$. Рассмотрим, от чего зависит это давление.

При закрытом клапане седло 1 перекрыто клапаном 2. Давление внутри корпуса 11 равно $P_к$. Это давление действует на дифференциальную площадь $(f_с - f_к)$, создавая силу, приложенную к штоку 3 и направленную снизу вверх:

$$P_к(f_с - f_к).$$

Со стороны колонны НКТ на клапан 2 действует сила $P_т f_к$, направленная снизу вверх. Обе эти силы стремятся открыть клапан. Открытию клапана препятствует сила, равная $P_с f_с$ и направленная сверху вниз. Клапан будет устойчиво закрыт при следующем балансе этих сил:

$$\left[P_к (f_с - f_к) + P_т f_к\right] < P_с f_с, \tag{8.47}$$

где $P_т$ — давление в НКТ на уровне клапана, Па.

Баланс сил, при котором произойдет открытие клапана, таков:

$$[P_{ко} (f_с - f_к) + P_т f_к] > P_с f_с,$$

где $P_{ко}$ — давление газа в затрубном пространстве, при котором происходит открытие клапана

$$P_{ко} > \frac{P_с f_с - P_т f_к}{f_с - f_к}.$$

Перепишем полученное выражение следующим образом:

$$P_{ко} > \frac{P_с}{1 - \frac{f_к}{f_с}} - \frac{P_т}{\frac{f_с}{f_к} - 1}. \tag{8.48}$$

Введем следующие обозначения:

$$K_с = \frac{f_с}{f_с - f_к} = \frac{1}{1 - R}, \tag{8.49}$$

$$K_к = \frac{f_к}{f_с - f_к} = \frac{R}{1 - R}, \tag{8.50}$$

$$R = \frac{f_к}{f_с} = \frac{K_к}{K_с}, \tag{8.51}$$

откуда

$$K_к = K_с - 1, \tag{8.52}$$

где $K_с$ — коэффициент сильфона;

$K_к$ — коэффициент клапана.

Введенные параметры (8.49) — (8.51) являются характеристиками газлифтных клапанов.

С учетом обозначения (8.51) окончательно получим давление в затрубном пространстве $P_{ко}$, при котором произойдет открытие клапана:

$$P_{ко} \geq K_с P_с - K_к P_т . \qquad (8.53)$$

Из полученного выражения найдем давление зарядки сильфона для открытия клапана при заданном давлении в затрубном пространстве $P_{ко}$ и известных характеристиках клапана:

$$P_с = \frac{1}{K_с}(P_{ко} + K_к P_т) . \qquad (8.54)$$

Когда клапан открыт, а давление внутри него равно $P_к$, это давление действует на площадь поперечного сечения сильфона $f_с$. Баланс сил в этом случае таков:

$$P_к f_с = P_с f_с . \qquad (8.55)$$

Чтобы клапан закрылся, давление внутри клапана $P_к$ должно снизиться до величины $P_{кз}$; при этом баланс сил должен быть таковым:

$$P_{кз} f_с < P_с f_с$$

или

$$P_{кз} < P_с . \qquad (8.56)$$

Разность открывающего и закрывающего давлений ΔP равна

$$\Delta P = P_{ко} - P_{кз}$$

или с учетом выражений (8.53) и (8.56):

$$\Delta P = K_к (P_с - P_т) . \qquad (8.57)$$

Подставляя $P_с$ из (8.54) в (8.57), окончательно получаем:

$$\Delta P = \frac{K_к}{K_с}(P_{ко} - P_т) . \qquad (8.58)$$

Таким образом, при постоянном давлении зарядки сильфона и известных характеристиках клапана управление его работой, т.е. открытие или закрытие может осуществляться изменением давления газа в затрубном пространстве $P_к$.

Рассмотрим клапан, изображенный на рис. 8.6 в.

При закрытом клапане седло 1 перекрыто клапаном 2. Давление внутри корпуса клапана 11 равно $P_т$. Рассмотрим силы, действующие на шток клапана: сверху вниз — $P_с f_с$ и $P_т f_к$; снизу вверх — $P_т f_с$ и

$P_к f_к$. Клапан 2 будет устойчиво закрытым при следующем соотношении действующих сил:

$$P_с f_с + P_т f_к > P_т f_с + P_к f_к . \qquad (8.59)$$

Используя обозначение (8.51), получим:

$$P_с - P_т > \frac{K_к}{K_с}(P_к - P_т). \qquad (8.60)$$

Давление в трубах, при котором произойдет открытие клапана, обозначим через $P_{то}$. Зависимость (8.60) в этом случае принимает вид:

$$P_с - P_{то} \geq \frac{K_к}{K_с}(P_к - P_{то}),$$

откуда давление $P_{то}$ с учетом (8.52) таково:

$$P_{то} \geq K_с P_с - K_к P_к . \qquad (8.61)$$

Из полученного выражения найдем давление зарядки сильфона для открытия клапана при заданном давлении в трубах $P_{то}$ и известных характеристиках клапана:

$$P_с = \frac{1}{K_с}(P_{то} + K_к P_к). \qquad (8.62)$$

При открытом клапане давление внутри корпуса клапана равно $P_т$. Это давление действует на площадь поперечного сечения сильфона $f_с$. Баланс сил при устойчиво открытом клапане таков:

$$P_т f_с = P_с f_с . \qquad (8.63)$$

Клапан закроется, если давление внутри него $P_т$ снизится до величины $P_{тз}$, а баланс сил в этом случае должен быть следующим:

$$P_{тз} f_с < P_с f_с$$

или

$$P_{тз} < P_с . \qquad (8.64)$$

Разность открывающего и закрывающего давлений ΔP равна:

$$\Delta P = P_{то} - P_{тз}$$

или с учетом выражений (8.61) и (8.64):

$$\Delta P = K_к (P_с - P_к) . \qquad (8.65)$$

Подставляя $P_с$ из (8.62) в (8.65), окончательно получаем:

$$\Delta P = \frac{K_к}{K_с}(P_{то} - P_к). \qquad (8.66)$$

При постоянном давлении зарядки сильфона и известных характеристиках клапана управление его работой, т.е. открытие и закрытие, может осуществляться изменением давления в трубах $P_т$.

Таким образом, рассмотренные сильфонные клапаны могут управляться как давлением в трубах $P_т$, так и давлением в затрубном пространстве $P_к$, что существенно расширяет возможности газлифтной эксплуатации скважин.

Комбинированный клапан, представленный на рис. 8.6 г, является синтезом клапанов, рассмотренных на рис. 8.6 а и 8.6 в.

Газлифтные клапаны являются дорогостоящими сложными системами и требуют не только высококачественных материалов, но и высокоточной технологии их изготовления.

8.6. РАСЧЕТ РАССТАНОВКИ ГАЗЛИФТНЫХ КЛАПАНОВ

Известны два метода расчета расстановки газлифтных (пусковых и рабочего) клапанов: аналитический и графический. В качестве пусковых используют сильфонные нормально закрытые клапаны, а в качестве рабочих — сильфонные нормально открытые.

Рассмотрим этот вопрос для однорядного подъемника при прямой системе закачки газа (рис. 8.5).

Аналитический метод. Принципиально он не отличается от метода расчета пусковых отверстий, рассмотренного ранее. Количество пусковых клапанов и их местоположение зависит от давления, создаваемого компрессором $P_{ку}$, глубины спуска башмака подъемника $H_б$, типа используемого клапана и т.п. Глубина установки первого клапана определяется из уравнения баланса давлений до клапана $P_к$ (со стороны затрубного пространства) и после $P_т$ (со стороны подъемника), точное выражение которого следующее:

$$P_к = P_{ку} + P_г - \Delta P_{тр.г} = P_ж + P_у + \Delta P_{тр.ж} + \Delta P_{кл} = P_т, \quad (8.67)$$

где $P_{ку}$ — давление, создаваемое компрессором в затрубном пространстве на устье скважины, Па;

$P_г$ — давление, создаваемое весом газа, Па;

$\Delta P_{тр.г}$ — потери давления на трение газа в затрубном пространстве, Па;

$P_ж$ — давление столба жидкости в подъемнике, Па;

$P_у$ — давление в подъемнике на устье скважины, Па;

$\Delta P_{тр.ж}$ — потери давления на трение жидкости в подъемнике, Па;

$\Delta P_{кл}$ — потери давления в клапане, Па.

Давление с учетом веса столба газа можно рассчитать по барометрической формуле (при нулевом расходе газа):

$$P_{ку} + P_{г} = P_{ку} \exp\left(\frac{\rho_0 g H T_0}{P_0 T_{ср} z_{ср}}\right), \tag{8.68}$$

где ρ_0 — плотность газа при нормальных условиях, кг/м^3;

T_0, $T_{ср}$ — соответственно нулевая и средняя температура в затрубном пространстве на длине H, К;

P_0 — нормальное давление, Па;

$Z_{ср}$ — средний коэффициент сжимаемости газа на длине H.

Раскладывая экспоненциальную функцию в ряд и ограничиваясь двумя первыми членами, получим:

$$P_{ку} + P_{г} = P_{ку}\left(1 + \frac{\rho_0 g H T_0}{P_0 T_{ср} z_{ср}}\right). \tag{8.69}$$

Расчеты показывают, что в реальных скважинах вес газа составляет 2–3% от давления $P_{ку}$, поэтому им в практических расчетах можно пренебречь.

Потери давления на трение газа в затрубном пространстве рассчитываются так:

$$\Delta P_{тр.г} = \lambda_{г} \frac{\upsilon_{г}^2 \rho_{г}}{2\left(D_{вн} - d_{нар}\right)} \cdot H, \tag{8.70}$$

где $\lambda_{г}$ — коэффициент трения газа в затрубном пространстве;

$\upsilon_{г}$ — скорость движения газа, м/с;

$\rho_{г}$ — плотность газа, кг/м^3;

$D_{вн}$, $d_{нар}$ — соответственно внутренний диаметр обсадной колонны и наружный диаметр подъемника, м.

Потери давления на трение жидкости в подъемнике таковы:

$$\Delta P_{тр.ж} = \lambda_{ж} \frac{\upsilon_{ж}^2 \rho_{ж}}{2 d_{вн}} \cdot H, \tag{8.71}$$

где $\lambda_{ж}$ — коэффициент трения жидкости в подъемнике, внутренний диаметр которого $d_{вн}$ (м);

$\upsilon_{ж}$ — скорость движения жидкости, м/с;

$\rho_{ж}$ — плотность жидкости, кг/м^3.

Давление столба жидкости в подъемнике $P_{ж}$ в соответствии с (8.10) для рассмотренного случая равно:

$$P_{ж} = \rho_{ж} g h_{п1} \left[1 + \frac{\left(D_{вн}^2 - d_{нар}^2\right)}{d_{вн}^2} (1 - K_{п}) \right], \qquad (8.72)$$

где $h_{п1}$ — погружение первого пускового клапана под статический уровень жидкости, м;

$K_{п}$ — коэффициент поглощения пластом жидкости.

Подставляя значения (8.69), (8.70), (8.71) и (8.72) в балансовое уравнение (8.67) и решая относительно $h_{п1}$, получим:

$$h_{п1} = \frac{P_{ку1} - P_{у} - \Delta P_{кл1} - H_{ст\,0}\left(в_{г} - a P_{ку1}\right)}{(1 + c)(\rho_{ж} g + в_{ж}) + в_{г} - a P_{ку1}}, \qquad (8.73)$$

где

$$a = \frac{\rho_0 g T_0}{P_0 T_{ср} z_{ср}}, \qquad (8.74)$$

$$в_{г} = \lambda_{г} \frac{\upsilon_{г}^2 \rho_{г}}{2\left(D_{вн} - d_{нар}\right)}, \qquad (8.75)$$

$$в_{ж} = \lambda_{ж} \frac{\upsilon_{ж}^2 \rho_{ж}}{2 d_{вн}}, \qquad (8.76)$$

$$c = \frac{\left(D_{вн}^2 - d_{нар}^2\right)}{d_{вн}^2} (1 - K_{п}), \qquad (8.77)$$

где $P_{ку1}$ — давление, создаваемое компрессором в затрубном пространстве на устье при достижении уровнем жидкости первого пускового клапана, Па.

При этом в зависимостях (8.69) и (8.70) расстояние H равно:

$$H = h_{п1} + H_{ст\,0}.$$

Таким образом, первый пусковой клапан необходимо установить в подъемнике на глубине $H_{к1}$:

$$H_{к1} = h_{п1} + H_{ст\,0}, \qquad (8.78)$$

а любой последующий клапан:

$$H_{кi} = h_{пi} + H_{к(i-1)}. \qquad (8.79)$$

В случае пренебрежения весом столба газа (a=0) и потерями на трение ($в_{г}$=0, $в_{ж}$=0) из (8.73) получаем:

$$h_{п1} = \frac{P_{ку1} - P_у - \Delta P_{кл1}}{\rho_ж g\left[1 + \dfrac{D_{вн}^2 - d_{нар}^2}{d_{вн}^2}(1 - K_п)\right]}. \qquad (8.80)$$

В зависимостях (8.73) и (8.80) числитель представляет собой давление в затрубном пространстве на уровне первого пускового клапана, которое должно быть равно давлению открытия клапана — зависимость (8.53). Подставляя (8.53) в (8.73) и (8.80), получаем:

$$h_{п1} = \frac{K_с P_с - K_к P_т}{(1+c)(\rho_ж g + в_ж) + в_г - aP_{ку1}}, \qquad (8.81)$$

$$h_{п1} = \frac{K_с P_с - K_к P_т}{\rho_ж g\left[1 + \dfrac{D_{вн}^2 - d_{нар}^2}{d_{вн}^2}(1 - K_п)\right]}. \qquad (8.82)$$

Глубина установки второго пускового клапана определяется из условия равенства на уровне второго клапана давлений в затрубном пространстве и в НКТ с учетом высоты столба негазированной жидкости между первым и вторым клапанами и давления газа в НКТ на уровне первого клапана после выброса из НКТ жидкости.

Глубина установки второго и последующих клапанов рассчитывается следующим образом:

$$H_{кi} = H_{к(i-1)} + h_{пi} = H_{к(i-1)} + \frac{P_{куi} - P_у - \Delta P_{кli} - H_{к(i-1)}\left(в_г - aP_{куi}\right)}{(1+c)(\rho_ж g + в_ж) + в_г - aP_{куi}}, \qquad (8.83)$$

где $P_{куi}$ — давление, создаваемое компрессором в затрубном пространстве на устье при достижении уровнем жидкости i-го пускового клапана, Па;

$\Delta P_{кli}$ — потери давления в i-ом клапане, Па;

$H_{к(i-1)}$ — глубина установки предыдущего пускового клапана, м;

$H_{кi}$ — глубина установки последующего пускового клапана, м;

$h_{пi}$ — погружение под уровень жидкости последующего пускового клапана, м.

Таким образом, для расчета глубины установки пусковых клапанов используется зависимость (8.83), а для расчета $h_{пi}$ — зависимости (8.73), (8.80), (8.81) и (8.82).

Эффективность и надежность работы газлифтных клапанов зависят от правильности их зарядки и тарировки в поверхностных

условиях. Так как зарядка сильфонов производится при стандартных условиях, при которых $P_{\text{с. ст}}$, а температура на глубине установки клапанов T может отличаться от $T_{\text{ст}}$, то и давление в сильфоне будет не $P_{\text{с. ст}}$, а $P_{\text{с}}$ (без учета коэффициента сжимаемости азота):

$$P_{\text{с}} = P_{\text{с. ст}} \frac{T}{T_{\text{ст}}}. \tag{8.84}$$

Обозначая $C_{\text{т}} = \frac{T}{T_{\text{ст}}}$ — температурный коэффициент, перепишем (8.84) в виде:

$$P_{\text{с}} = C_{\text{т}} P_{\text{с. ст}}, \tag{8.85}$$

где $P_{\text{с. ст}}$ — давление зарядки сильфона при стандартной температуре $T_{\text{ст}}$, Па.

Для клапана, управляемого давлением в затрубном пространстве $P_{\text{к}}$, давление зарядки сильфона рассчитывается по зависимости (8.54). Подставляя (8.85) в (8.54), получим давление зарядки сильфона при стандартной температуре:

$$P_{\text{с. ст}} = \frac{1}{C_{\text{т}} K_{\text{с}}} \left(P_{\text{ко}} + K_{\text{к}} P_{\text{т}}\right). \tag{8.86}$$

Давление тарировки $P_{\text{тар}}$ — внешнее давление, при котором открывается клапан в стандартных условиях (P_0 и $T_{\text{ст}}$), определяется следующим образом:

$$P_{\text{тар}} = P_{\text{с. ст}} \cdot K_{\text{с}}. \tag{8.87}$$

Протарированные на специальном стенде газлифтные клапаны с учетом скважинных условий позволяют управлять их работой изменением давления газа, закачиваемого в данном случае в затрубное пространство.

Для клапанов, управляемых изменением давления в трубах (подъемнике), давление тарировки с учетом (8.62) таково:

$$P_{\text{тар}} = \frac{1}{C_{\text{т}}} \left(P_{\text{то}} + K_{\text{к}} P_{\text{к}}\right). \tag{8.88}$$

Одной из важнейших характеристик газлифтного клапана является диаметр отверстия седла клапана $d_{\text{отв}}$, рассчитываемый из формулы истечения газа через штуцер (газ принимается идеальным, а изменение его состояния адиабатическим). Для принятых в вышеизложенном обозначениях диаметр отверстия седла клапана равен:

$$d_{\text{отв}} = \sqrt{0,0532 Q_{\text{г}} \frac{P_0}{T_0} \frac{(\bar{\rho}_{\text{г}} T)^{0,5}}{P_{\text{к}} \mu C}} \text{ [м]}, \qquad (8.89)$$

где $Q_{\text{г}}$ — объемный расход газа через клапан при нормальных условиях (P_0, T_0), м³/с;

$\bar{\rho}_{\text{г}}$ — относительная по воздуху плотность газа;

T — температура в скважине на уровне клапана, К;

$P_{\text{к}}$ — давление компримированного газа в затрубном пространстве на уровне клапана, МПа;

μ — коэффициент расхода отверстия седла клапана (может быть принят равным 0,85);

C — коэффициент, равный

$$C = \sqrt{\frac{æ}{æ - 1}\left[\left(\frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{к}}}\right)^{\frac{2}{æ}} - \left(\frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{к}}}\right)^{(æ+1)/æ}\right]}, \qquad (8.90)$$

æ — показатель адиабаты, принятый для углеводородных газов равным 1,25. Тогда коэффициент C таков:

$$C = \sqrt{5\left[\left(\frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{к}}}\right)^{1,6} - \left(\frac{P_{\text{т}}}{P_{\text{к}}}\right)^{1,8}\right]}. \qquad (8.91)$$

Диаметр отверстия седла клапана $d_{\text{отв}}$ ограничивается критическим отношением давлений при истечении углеводородных газов, при котором скорость течения газа достигает скорости звука

$$(P_{\text{т}} / P_{\text{к}})_{\text{кр}} = \left[2/(æ+1)\right]^{æ/(æ-1)}. \qquad (8.92)$$

Для æ = 1,25 $(P_{\text{т}}/P_{\text{к}})_{\text{кр}}$ = 0,555.

Прежде чем рассчитывать $d_{\text{отв}}$ по (8.89), предварительно рассчитывают фактическую величину $(P_{\text{т}}/P_{\text{к}})_{\text{ф}}$; если эта величина меньше критической, то при расчете коэффициента C по (8.91) вместо фактической величины $(P_{\text{т}}/P_{\text{к}})_{\text{ф}}$ используют критическую величину $(P_{\text{т}}/P_{\text{к}})$ = 0,555; если $(P_{\text{т}}/P_{\text{к}})_{\text{ф}}$ больше 0,555, то расчет по (8.91) и (8.89) ведется без ограничений. Диаметр отверстия седла клапана может определяться и по номограммам. Типоразмер газлифтного клапана и его характеристики для конкретных скважинных условий определяют по величине $d_{\text{отв}}$, выбирая из имеющихся клапан с ближайшим большим в сравнении с расчетным диаметром отверстия седла.

Графический метод. Этот метод базируется на использовании кривых распределения давления в подъемнике при работе подъемника на выбранном режиме $Q_{опт}$ или $Q_{макс}$, на распределении давления газа в затрубном пространстве скважины (при прямой закачке) или давления газа в подъемнике (при обратной закачке), а также на распределении температуры в скважине. Кроме того, необходимо иметь изменение гидростатического давления жидкости по глубине скважины, начиная с величины пластового давления $P_{пл}$. Принцип расстановки газлифтных клапанов графическим методом приведен на рис. 8.7. Порядок определения глубины расстановки клапанов следующий. Из точки $P_у$ проводится линия 6, параллельная линии 1 и находится точка пересечения ее с линией 4 — точка $а_1$. Из точки $а_1$ на линии, параллельной оси давления, откладывается перепад давлений в газлифтном клапане $\Delta P_{кл}$ (точка $б_1$). Из точки $б_1$ параллельно линии 4 проводится линия до пересечения с линией 6 (точка $в_1$), которая и определяет глубину установки первого пускового клапана $H_{к1}$. Линия, проведенная из точки $в_1$ параллельно оси давления, пересекает кривую 3 в точке $г_1$ и отсекает на оси глубин глубину $H_{к1}$. Из точки $г_1$ проводится линия 7, параллельная линии 1 до пересечения с линией 4 — точка $а_2$. При определении глубины установки второго клапана необходимо рассчитать снижение давления газа в затрубном пространстве, чтобы первый клапан закрылся при открытии второго клапана. Поскольку глубина установки второго клапана еще неизвестна, можно принять такое снижение давления на величину 0,1 МПа (эта величина определена из опыта эксплуатации газлифтных скважин), т.е. снижение давления на уровне второго клапана составит:

$$\Delta P_1 = \Delta P_{кл} + 0{,}1 \text{ МПа}. \qquad (8.93)$$

Из точки $а_2$ на линии, параллельной оси давления, откладывается ΔP_1 — точка $б_2$. Из этой точки проводится линия, параллельная линии 4 до пересечения с линией 7 — точка $в_2$, которая и определяет глубину установки второго пускового клапана $H_{к2}$. Линия, проведенная из точки $в_2$ параллельно оси давления, пересекает линию 3 в точке $г_2$. Для определения глубины установки третьего пускового клапана вся вышеописанная процедура повторяется; при этом

$$\Delta P_2 = \Delta P_1 + 0{,}1 \text{ МПа}.$$

Как видно из рис. 8.7, третий пусковой клапан устанавливается на глубине $H_{к3}$, а рабочий клапан (последний) — на глубине $H_{кр}$.

Длительная практика газлифтной эксплуатации скважин в Западной Сибири показала, что рациональное количество газлифтных клапанов на подъемнике не должно превышать 5–6. Сокращения количества газлифтных клапанов на подъемнике можно добиться соответствующим увеличением давления $P_{ку}$. Следует отметить, что выше изложены лишь основные подходы к расчету расстановки клапанов. Остановимся, хотя и вкратце, на оборудовании газлифтных скважин.

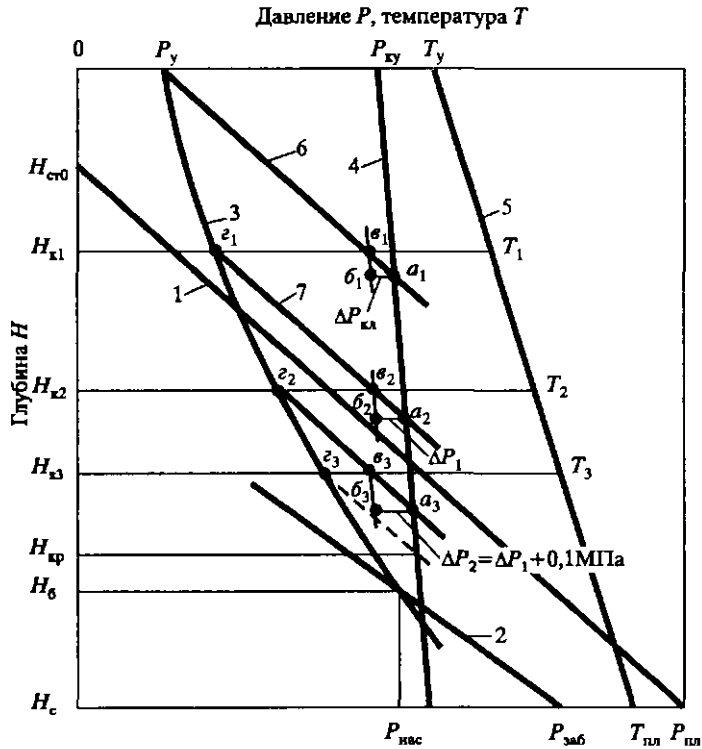


Рис. 8.7. Графический метод расстановки газлифтных клапанов:

1 — гидростатическое распределение давления (столб скважинной жидкости); 2 — кривая распределения давления при работе скважины с забойным давлением $P_{заб}$ (фонтанирование); 3 — кривая распределения давления в подъемнике газлифтной скважины, работающей с давлением на устье $P_у$; 4 — распределение давления компримированного газа, когда его давление на устье $P_{ку}$; 5 — распределение температуры по глубине скважины; $а_1 - б_1 = \Delta P_{кл}$

8.7. ОБОРУДОВАНИЕ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

На поверхности газлифтная скважина оборудуется устьевой арматурой, принципиально не отличающейся от арматуры фонтанной скважины и имеющей аналогичное назначение. В ряде случаев используют упрощенную и более легкую устьевую арматуру, позволяющую осуществлять прямую и обратную закачку газа. Так как в линии газоснабжения наблюдаются колебания давления газа, а подача газа в скважину должна осуществляться при постоянном рабочем давлении, на устье скважины устанавливают регулирующую аппаратуру. Эта аппаратура представлена, как правило, клапаном-регулятором давления с мембранным исполнительным механизмом, регулирующим и поддерживающим постоянное давление после себя. Если используется централизованная система газоснабжения, то вся регулирующая и запорная арматура, а также газовые расходомеры устанавливаются на специальных газораспределительных пунктах (ГРП). При централизованной системе газоснабжения существенно повышается ее надежность.

Важнейшим элементом оборудования газлифтных скважин являются газлифтные клапаны, размещаемые на колонне насосно-компрессорных труб в специальных эксцентричных камерах (мандрелях). Для установки и подъема газлифтных клапанов из мандрелей применяется специальная канатная техника, состоящая из устьевого лубрикатора, гидравлической лебедки с барабаном для стальной проволоки диаметром от 1,8 до 2,4 мм, а также посадочного (съемного) инструмента (экстрактора).

Устьевой лубрикатор (рис. 8.8) представляет собой конструкцию, устанавливаемую на фланец буферной задвижки газлифтной арматуры 1 и состоящую из превентора 2 с ручным приводом 3, собственно лубрикатора 4, сальникового устройства 5, направляющего ролика 6, проволоки (каната) 7, натяжного ролика 8 и датчика натяжения проволоки 9.

Превентор 2 имеет эластичные уплотняющие элементы, с помощью которых можно перекрыть скважину даже при наличии в ней проволоки. На превенторе закреплен собственно лубрикатор 4, на верхнем конце которого расположен сальник 5, уплотняющий проволоку 7, вводимую в лубрикатор через направляющий ролик 6 и идущую на лебедку через натяжной ролик 8. Натяжной ролик 8 механически связан с датчиком натяжения проволоки 9, в котором

сила натяжения проволоки преобразуется в электрический сигнал, передаваемый по кабелю на индикатор (на рис. 8.8 не показан).

Индикатор фиксирует натяжение проволоки при проведении операций с канатной техникой.

Эксцентричные камеры (мандрели) предназначены для размещения в них газлифтных клапанов. Мандрели имеют посадочные карманы, в которых спускаемые с поверхности на проволоке газлифтные клапаны уплотняются верхним и нижним эластичными нефтестойкими кольцами и фиксируются стопорными пружинными защелками. С внешней стороны мандрели имеют отверстия, расположенные между уплотнительными кольцами и служащие для подвода закачиваемого газа к клапану. Эксцентричные камеры изготовлены таким образом, что проходное сечение НКТ и их соосность сохраняются.

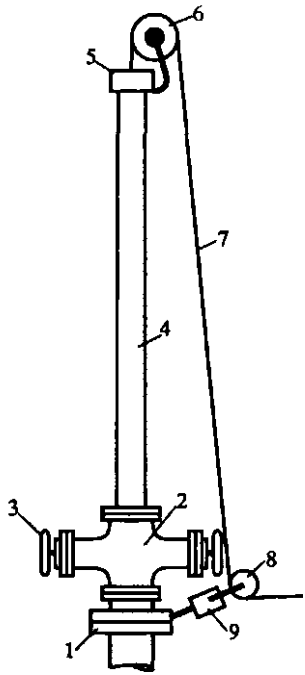


Рис. 8.8. Устьевой лубрикатор газлифтной скважины:

1 — фланец буферной задвижки газлифтной арматуры; 2 — превентор; 3 — ручной привод превентора; 4 — лубрикатор; 5 — сальник; 6 — ролик; 7 — проволока; 8 — натяжной ролик; 9 — датчик напряжения проволоки (каната)

Экстрактор — инструмент, позволяющий завести в мандрель газлифтный клапан, а также извлечь его из мандреля. Для ориентации экстрактора в верхней части мандреля установлена специальная направляющая втулка, позволяющая направить инструмент в посадочный карман. Экстрактор имеет подпружиненные шарнирные соединения, позволяющие точно завести клапан в посадочный карман мандреля. На нижнем конце экстрактора имеется захватное пружинное устройство, которое освобождает (захватывает) головку газлифтного клапана, находящегося в кармане. Экстрактор спускается внутрь колонны НКТ на проволоке.

Гидравлическая лебедка имеет систему гидрооборудования в виде клапанных и золотниковых устройств, систему управления лебедкой, а также систему контроля (индикатор натяжения проволоки и указатель глубины). Лебедка двухскоростная, с приводом масляного шестеренчатого насоса от двигателя автомобиля.

Газлифтная эксплуатация реализуется в замкнутом технологическом цикле, при котором отработанный газ низкого давления собирается и дожимается для последующего использования. Для этого на промысле имеется система газоснабжения и газораспределения.

8.8. ГАЗОСНАБЖЕНИЕ И ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ПРИ ГАЗЛИФТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Основным источником газа при газлифтной эксплуатации является газ газовых месторождений, а также попутно-добываемый газ. В процессе подъема нефти газ, выполняющий роль рабочего агента, насыщается тяжелыми газообразными углеводородами, а также содержит определенное количество жидкой фазы (отработанный газ). В замкнутом технологическом цикле отработанный газ должен быть соответствующим образом подготовлен перед подачей его на компримирование. Подготовка этого газа, в основном, заключается в его подогреве и удалении жидкой фазы. Природный газ газовых месторождений перед подачей в скважины проходит специальную обработку по удалению из него конденсата и влаги; в противном случае в системе газоснабжения и газораспределения образуются кристаллогидраты, нарушающие нормальную работу системы. Для отделения конденсата и осушки газа используются различные системы: газоперерабатывающие заводы с установками по низкотемпературной сепарации газа; абсорбционные установки для выделения из газа бензиновых фракций; установки по осуш-

ке газа от влаги с использованием твердых адсорбентов; установки по очистке газа от сероводорода, механических примесей и т.п. Обязательным элементом подготовки газа является его подогрев в беспламенных газовых печах.

Основные операции подготовки природного газа:

1. На устье газовых скважин ввод в газ ингибиторов гидратообразования (хлористый кальций, метанол, гликоли).

2. Охлаждение газа с частичным понижением давления с целью отделения жидкости (низкотемпературная сепарация газа).

3. Дросселирование газа для снижения давления до рациональной величины.

4. Подогрев газа в газовых печах.

5. Пропускание газа через аппараты высокого давления (фильтры-пылеуловители) для отделения механических примесей. Эта операция является чрезвычайно ответственной, в противном случае возможна эрозия газлифтных клапанов, регулирующей и контрольно-измерительной аппаратуры.

В системе газораспределения газ охлаждается, и происходит выпадение конденсата, поступающего в специальные конденсатосборники, которые периодически очищаются. Подогрев газа является эффективным средством предотвращения осложнений в системе газораспределения, обусловленных гидратообразованием. Для подогрева газа используются различные печи — как стационарные, так и передвижные (передвижные подогреватели газа ППГ). Подогреватели газа устанавливаются у газовых скважин, часто — вдоль газопровода, а также перед газораспределительным пунктом (ГРП).

Газораспределительный пункт является одним из основных элементов системы газораспределения и в нем сосредоточены управление и контроль за работой группы газлифтных скважин. Как уже отмечалось, к ГРП подводят две газовые линии: линия пускового (высокого) и линия рабочего давления. Регулировка рабочих параметров каждой газлифтной скважины (давления и расхода) осуществляется на ГРП, в котором для этих целей устанавливаются одна или несколько газораспределительных батарей блочного исполнения. Каждая газораспределительная батарея (ГРБ) рассчитана на подключение определенного количества скважин, например, ГРБ -14 (батарея рассчитана на подключение 14 газлифтных скважин). Газораспределительная батарея имеет регулирующую и измерительную аппаратуру для каждой подключенной скважины, позволяю-

щую устанавливать и поддерживать оптимальный режим работы каждой скважины.

На ГРП при необходимости в закачиваемый газ можно вводить ингибиторы, например, ингибиторы коррозии, парафинообразования и т.п., различные ПАВ и другие реагенты, улучшающие процесс эксплуатации газлифтных скважин и предотвращающие возможные осложнения. В этом случае на ГРП устанавливают специальные дозировочные насосы, осуществляющие дозированную подачу необходимых ингибиторов или реагентов в газовую линию каждой газлифтной скважины.

Таким образом, газлифтная эксплуатация скважин требует разветвленной инфраструктуры газоснабжения и газораспределения, что сказывается на себестоимости добычи нефти этим способом.

В процессе разработки происходит изменение параметров пластовой системы, приводящее к изменению первоначального расчетного режима работы газлифтных скважин. Корректировка расчетного режима возможна на основе точного знания изменений в пластовой системе, которые могут быть установлены по результатам исследования скважины. Технология исследования газлифтных скважин базируется на измерении давления и объема закачиваемого газа.

8.9. ОСОБЕННОСТИ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН

Исследование газлифтных скважин на нестационарном режиме работы проводится стандартным методом, описанным ранее. Исследование газлифтиых скважин на стационарных режимах работы базируется на взаимосвязи дебита скважины (подачи подъемника), рабочего давления и расхода (объема) закачиваемого газа. Сущность этого метода заключается в изменении и регистрации расхода нагнетаемого газа $V_г$, а также в инструментальной регистрации соответствующих значений дебита скважины (подачи подъемника) Q и рабочего давления газа $P_р$ на устье скважины.

Изменение расхода нагнетаемого газа $V_г$ определяет изменение подачи подъемника Q, а так как исследование проводится на стационарных режимах работы системы, то подача подъемника равна дебиту скважины. Совершенно очевидно, что переход от одного стационарного режима к другому приводит к нестационарному процессу, наблюдаемому в системе в определенный промежуток времени. Так, при определении расхода газа, если подача подъемника меньше дебита скважины, происходит подъем скважинной

продукции в затрубное пространство (при однорядном подъемнике), увеличение рабочего давления газа и, соответственно, забойного давления, что приводит к снижению дебита скважины до величины подачи подъемника и установления стационарного режима работы системы. Если расход газа таков, что подача подъемника больше дебита скважины, происходит снижение рабочего давления закачиваемого газа и, соответственно, забойного давления, что приводит к увеличению дебита скважины и установлению стационарного режима работы системы. Таким образом, изменяя расход нагнетаемого в скважину газа, можно изменять рабочее давление, а следовательно, забойное давление и дебит скважины, добиваясь на каждом режиме закачки газа стационарного состояния системы. Замер забойного давления производится глубинным манометром, спускаемым в скважину. В ряде случаев можно ограничиться измерением рабочего давления, расхода газа и дебита скважины, а забойное давление определять расчетным путем.

Исследование газлифтной скважины начинают с малых расходов газа, при которых возможна работа скважины и доводят до таких расходов, при которых дебит скважины начинает снижаться в сравнении с максимально достигнутой его величиной. Результаты такого исследования представлены на рис. 8.9 для пяти стационарных режимов работы системы (точки *А*, *Б*, *В*, *Г* и *Д* на зависимости $Q = f(V_г)$ и *А′*, *Б′*, *В′*, *Г′* и *Д′* — на зависимости $P_р = f(V_г)$. Указанные зависимости используют для построения индикаторной диаграммы скважины. Индикаторная диаграмма может быть построена в виде: зависимость дебита скважины Q в функции рабочего давления $P_р$. При этом предполагается, что рабочее давление адекватно забойному давлению $P_{заб}$. Взаимосвязь рабочего давления $P_р$, измеряемого на устье скважины, с давлением у рабочего клапана $P_к$ (башмака $P_б$) и забойным давлением $P_{заб}$ описывается следующими уравнениями:

$$P_{заб} = P_к + (L_с - H_к)\rho'_{см} g, \tag{8.94}$$

$$P_к = P_р - \Delta P_{тр.г} + P_г \tag{8.95}$$

или

$$P_{заб} = P_р - \Delta P_{тр.г} + P_г + (L_с - H_к)\rho'_{см} g, \tag{8.96}$$

где $L_с$ — глубина скважины, м;

$H_к$ — глубина рабочего клапана (башмака), м;

$\rho'_{см}$ — плотность продукции скважины в интервале «забой—башмак (рабочий клапан)»;

$\Delta P_{тр.г}$ — потери на трение газа на расстоянии $H_к$, Па;

$P_г$ — давление от веса столба газа высотой $H_к$, Па.

Расчеты показывают, что потери давления на трение газа и давление от веса столба газа малы и составляют несколько процентов от $P_р$. Учитывая, что эти составляющие входят в выражение (8.96) с разными знаками, ими можно пренебречь. В этом случае выражение (8.96) записывается так:

$$P_{заб} = P_р + (L_с - H_к)\rho'_{см}g\,. \qquad (8.97)$$

Если в процессе исследования скважины изменение расхода газа $V_г$ не приводит к изменению величины $\rho'_{см}$, то, как следует из (8.97), забойное давление $P_{заб}$ адекватно рабочему давлению $P_р$ и индикаторная диаграмма может быть построена в координатах «Q—$P_р$». Методология ее построения следующая. Для точки A, характеризующей минимальный расход газа $V_{гА}$, с зависимости 1 (рис. 8.9) снимается подача Q, равная дебиту скважины $Q_А$, а с кривой 2 — рабочее давление $P_{рА'}$, которые наносятся на координатное поле «Q—$P_р$», представленное на рис. 8.10. Поступая аналогично для каждого ре-

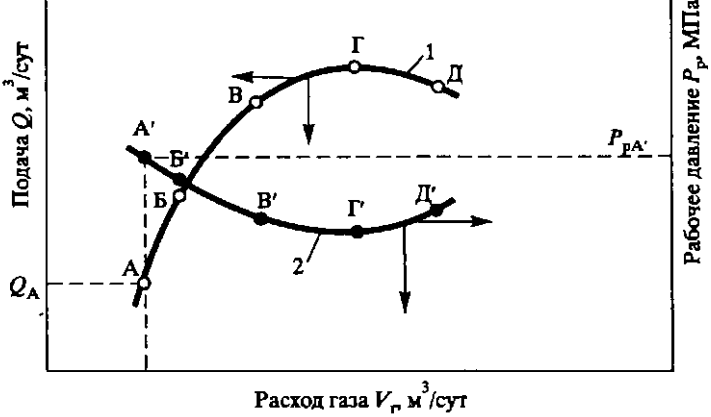


Рис. 8.9. Зависимости подачи (1) и рабочего давления (2) от расхода газа при исследовании скважины на стационарных режимах (пять режимов обозначены точками)

жима, строят индикаторную диаграмму скважины (рис. 8.10) в координатах «Q—$P_р$».

Если же в процессе исследования изменение режима работы скважины приводит к изменению $\rho'_{см}$, то необходимо рассчитывать забойное давление, например, по (8.97) и строить индикаторную диаграмму в координатах «Q—$P_{заб}$» или «Q—ΔP». Для каждого режима работы скважины $\rho'_{см}$ необходимо рассчитывать по рекомендациям главы 6, а затем — забойное давление, соответствующее данному режиму.

В процессе длительной эксплуатации газлифтной скважины могут происходить неконтролируемые изменения во всей добывающей системе: изменение пластового (забойного) давления, обводнение продукции скважины, изменение рабочего давления и т.п. Это может привести к тому, что рабочий клапан перекрывается продукцией скважины, а ввод газа в подъемник осуществляется через один из пусковых клапанов. С целью определения клапана, через который осуществляется ввод газа в подъемник, проводят специальные исследования, связанные со спуском в подъемник термографа или шу-

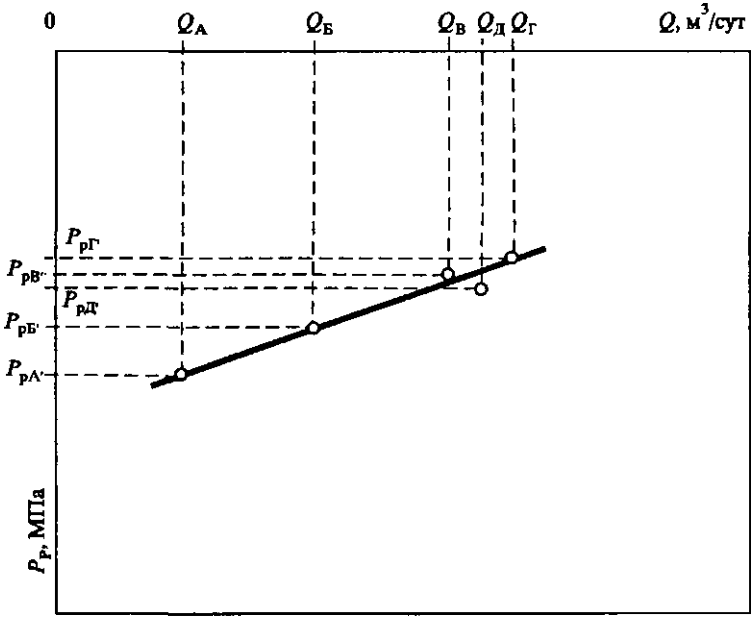


Рис. 8.10. Индикаторная диаграмма скважины в координатах «Q—P», построенная по результатам исследования на пяти стационарных режимах

мопеленгатора. На уровне работающего клапана наблюдается излом термограммы (при исследовании термографом) или проявление интенсивного шума (при исследовании шумопеленгатором).

Таким образом, рассмотренные особенности исследования газлифтных скважин позволяют своевременно принимать соответствующие решения для поддержания рациональных режимов работы добывающей скважины.

Как уже отмечалось, газлифтная эксплуатация скважин осуществляется не только в непрерывном режиме, но при определенных условиях и в периодическом. Рассмотрим принципиальные особенности периодической эксплуатации скважин, связанные с определенными ограничениями.

8.10. ОГРАНИЧЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН. ЗАМЕЧАНИЯ О ПЕРИОДИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В процессе многочисленных промысловых исследований добывающих и нагнетательных скважин на различных нефтяных месторождениях выявлены интересные особенности поведения изучаемой системы, часть из которых уже рассмотрена ранее. Одна из основных особенностей связана с различным влиянием забойного давления на поведение отдельных элементов добывающей системы (область дренирования, призабойная зона скважины, сама скважина, свойства продукции и др.).

Установлено, что разработка месторождения осуществляется без каких-либо осложнений, если забойные давления в действующих скважинах не снижаются ниже давления насыщения, а забойные давления в нагнетательных скважинах не превышают давления разрыва породы. Таким образом, условиями нормальной выработки запасов из нефтяного месторождения являются:

$$\left.\begin{array}{l} P_{\text{заб}} \geq P_{\text{нас}}, \\ P_{\text{заб.н}} < P_{\text{разр}} \end{array}\right\}, \qquad (8.98)$$

где $P_{\text{заб}}$, $P_{\text{заб.н}}$ — забойное давление соответственно в добывающих и нагнетательных скважинах, МПа;

$P_{\text{нас}}$, $P_{\text{разр}}$ — соответственно давления насыщения нефти газом и давление разрыва горной породы, МПа.

Так как в соответствии с уравнением Дюпюи дебит скважины увеличивается при снижении забойного давления, на практике достаточ-

но часто его снижают до давления, меньшего $P_{нас}$, забывая о том, что при этом изменяются не только свойства добываемой продукции, но и фильтрационные характеристики, особенно в призабойной зоне скважин, что приводит к отрицательному конечному результату.

В условиях упруго-водонапорного режима дренирования девонских нефтяных месторождений Урало-Поволжья, как это вытекает из работ В.Ф. Усенко, допускается снижение забойного давления в добывающих скважинах в сравнении с давлением насыщения до величины

$$P_{заб} \approx 0{,}75\, P_{нас}. \qquad (8.99)$$

При этом индикаторная диаграмма скважины отклоняется от линейной, соответствующей закону фильтрации Дарси, и приобретает следующий вид (рис. 8.11). Причинами нелинейной части АБ индикаторной диаграммы могут быть:

— силы инерции при движении жидкости;

— движение двухфазной («нефть—газ», «нефть—вода») или трехфазной смеси («нефть—газ—вода»);

— процессы облитерации при течении продукции в пористой среде, связанные с разрушением цементирующего вещества терри-

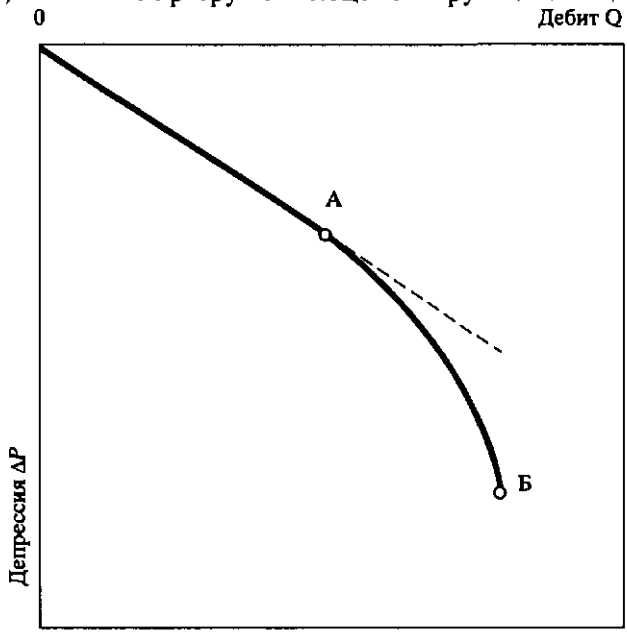


Рис. 8.11. Нелинейная индикаторная диаграмма скважины

генной породы или самого скелета породы со снижением фильтрационных свойств.

Можно предположить, что существуют и другие, пока еще неизвестные, причины.

Рассмотрим более подробно влияние забойного давления в добывающих скважинах на их производительность. При снижении забойного давления ниже давления насыщения вокруг скважины образуется зона двухфазной фильтрации «нефть—газ» вследствие выделения из нефти растворенного в ней газа. Процесс выделения газа происходит по закону растворимости, графическое представление которого показано на рис. 8.12. При $P_{заб} < P_{нас}$ из нефти выделяется $G_0(P_{заб})$ свободного газа. Наличие свободного газа в движущейся нефти свыше определенного предела приводит к изменению фазовых относительных проницаемостей для нефти и газа и снижению доли нефти в продукции скважины. Чем в большей степени снижается забойное давление (по отношению к давлению насыщения), тем в большей степени снижается и дебит скважины по нефти. Индикаторная диаграмма скважины в этом случае приобретает вид, показанный на рис. 8.13. Депрессию, при которой дебит скважины по нефти является максимальным $Q_{н.макс}$, назовем критической и обозначим $\Delta P_{кр}$:

$$\Delta P_{кр} = P_{пл} - P_{заб.кр}, \qquad (8.100)$$

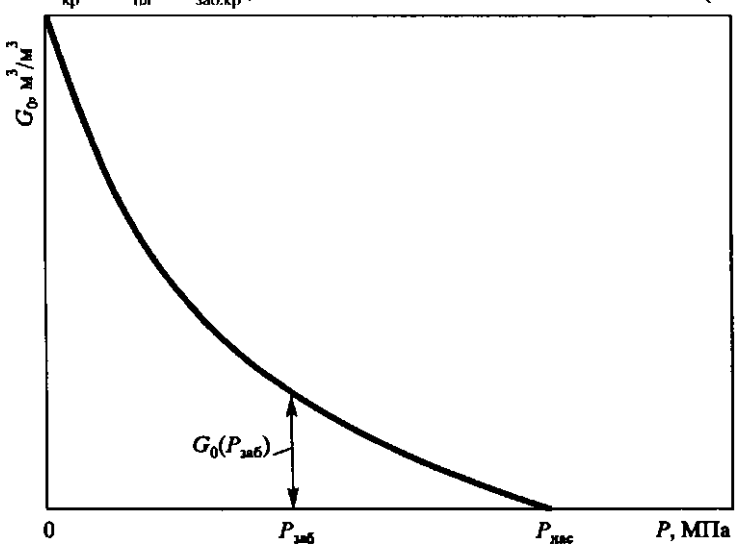


Рис. 8.12. Зависимость газонасыщенности нефти от давления P

где $P_{заб.кр}$ — критическое забойное давление, при котором дебит скважины по нефти является максимально возможным (потенциальным дебитом).

Дальнейшее снижение забойного давления ниже $P_{заб.кр}$ приводит к интенсивному выделению газа из нефти, объем которого становится значительным (см. рис. 8.12), фазовая проницаемость для нефти резко снижается, что приводит к резкому ограничению поступления нефти в скважину (кривая БВ на рис. 8.13).

Для вычисления критического забойного давления можно рекомендовать следующую зависимость:

$$P_{заб.кр} = 3,5 + 68,33 \cdot 10^{-3} G_0' \frac{P_{нас}}{P_{пл}} \quad [\text{МПа}], \qquad (8.101)$$

где G_0' — газовый фактор продукции скважины, м³/т;

$P_{пл}$ — пластовое давление, МПа.

Очевидно, что в зависимости от режима дренирования, газовый фактор G_0' может не совпадать с газонасыщенностью нефти G_0.

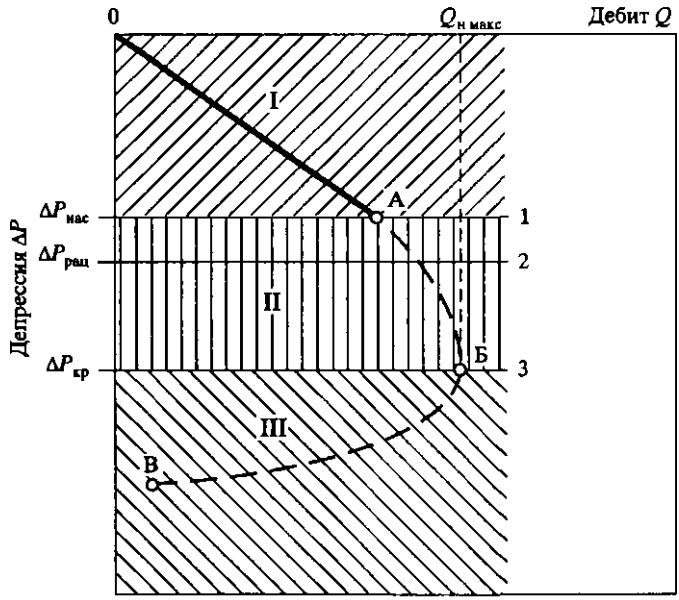


Рис. 8.13. Серповидная индикаторная диаграмма скважины:

I — область благоприятной эксплуатации; II — область допустимой эксплуатации; III — область недопустимой эксплуатации

Таким образом, забойное давление в добывающих скважинах является принципиальным регулятором эффективности их работы и одним из главных параметров разработки всего месторождения. Бесконтрольное и бездумное снижение забойного давления в добывающих скважинах существенно ниже давления насыщения может привести к трансформации высокоэффективного, например, упруго-водонапорного режима дренирования в низкоэффективный режим растворенного газа. Примером такого подхода к разработке является Талинское месторождение, относившееся к месторождениям-гигантам.

Возвращаясь к рис. 8.13, можно выделить по депрессии три области: I — область, в которой расположена прямая ОА, нижняя граница которой соответствует депрессии $\Delta P_{нас}$, а забойные давления в добывающих скважинах $P_{заб} \geq P_{нас}$; II — область, в которой расположена кривая АБ, нижняя граница которой соответствует депрессии $\Delta P_{кр}$, а забойные давления в добывающих скважинах $P_{заб.кр} \leq P_{заб} \leq P_{нас}$. В пределах этой зоны эксплуатация скважин допустима, хотя в определенной части ее может сопровождаться серьезными осложнениями. В этой области находится рациональная депрессия, соответствующая рациональному забойному давлению $P_{заб.рац}$, при котором возможна длительная без осложнений эксплуатация скважин в непрерывном режиме; III — область, в которой расположена кривая БВ, верхняя граница которой соответствует критической депрессии $\Delta P_{кр}$, а забойные давления в добывающих скважинах $P_{заб} < P_{заб.кр}$. В пределах этой зоны эксплуатация скважин недопустима.

Определение рационального забойного давления $P_{заб.рац}$ является сложной технико-экономической задачей, которая должна решаться для конкретного месторождения в процессе гидродинамического исследования скважин. Для девонских залежей Урало-Поволжья за рациональное забойное давление можно принять величину, равную $0{,}75 \cdot P_{нас}$ (на рис. 8.13 рациональная депрессия $\Delta P_{рац}$ показана прямой линией 2). Таким образом, линия 2 делит вторую область на две зоны: $(\Delta P_{нас} - \Delta P_{рац})$ — в этой зоне возможна длительная без осложнений эксплуатация скважин в непрерывном режиме и зону $(\Delta P_{рац} - \Delta P_{кр})$, в которой длительная эксплуатация скважин без отрицательных последствий на процесс выработки запасов является маловероятной. И, наконец, третья область — эксплуатация скважин недопустима, т.к. сопровождается принципиальными отрицательными изменениями (можно предполагать, необратимыми) в определенной части или во всей разрабатываемой

системе и требует специального, зачастую дорогостоящего, оборудования для эксплуатации скважин.

Таким образом, одним из основных технологических параметров, от которого зависит не только оптимальная выработка запасов, но и условия работы добывающего оборудования, является величина забойного давления в добывающих скважинах, а значит, и норма отбора жидкости из них, которые не могут устанавливаться по желанию руководителя любого уровня, особенно в погоне за наращиванием объема добываемой из месторождения нефти и максимизации прибыли на любом временном отрезке в период разработки месторождения.

Остановимся кратко на вопросе эксплуатации скважин в периодическом режиме*. Рассмотрение будем вести в сравнении с непрерывной эксплуатацией при упруго-водонапорном режиме, при котором на определенном временном отрезке поддерживается рациональное забойное давление $P_{заб.рац}$, а пластовое давление $P_{пл}$ и дебит Q постоянны (рис.8.14).

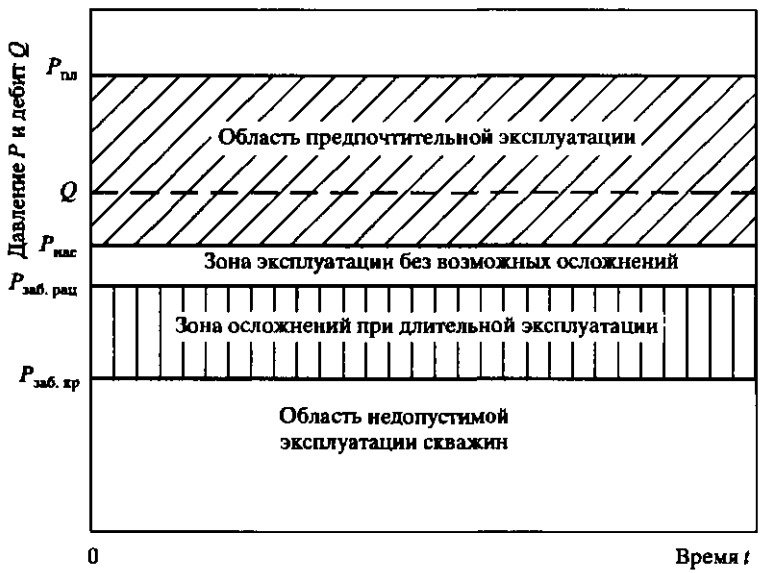


Рис. 8.14. Области и зоны предпочтительной, без возможных осложнений, безусловных осложнений и недопустимой эксплуатации скважин

* В.А. Сахаров, И.Т. Мищенко, Г.И. Богомольный, М.А. Мохов. Периодическая эксплуатация нефтяных скважин. Учебное пособие. — М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1985.

Периодическая эксплуатация характеризуется чередованием временных интервалов: «откачка» — «накопление». Изменение дебита и забойного давления при такой эксплуатации показано на рис. 8.15. При периодической эксплуатации во избежание осложнений забойное давление не должно снижаться ниже рационального $P_{\text{заб.рац}}$. Введем следующие обозначения:

t — календарное время, в течение которого скважина может работать;

$t_{\text{отк}}$ — время, в течение которого периодически работающая скважина откачивает продукцию (период откачки);

$t_{\text{нак}}$ — время, в течение которого периодически работающая скважина не работает (период накопления);

$Q_{\text{н}}$ — объем продукции, добытой из пласта непрерывно работающей скважиной за календарное время t;

$Q_{\text{п}}$ — объем продукции, добытой из пласта периодически работающей скважиной за аналогичное календарное время t

$$t = t_{\text{отк}} + t_{\text{нак}}; \tag{8.102}$$

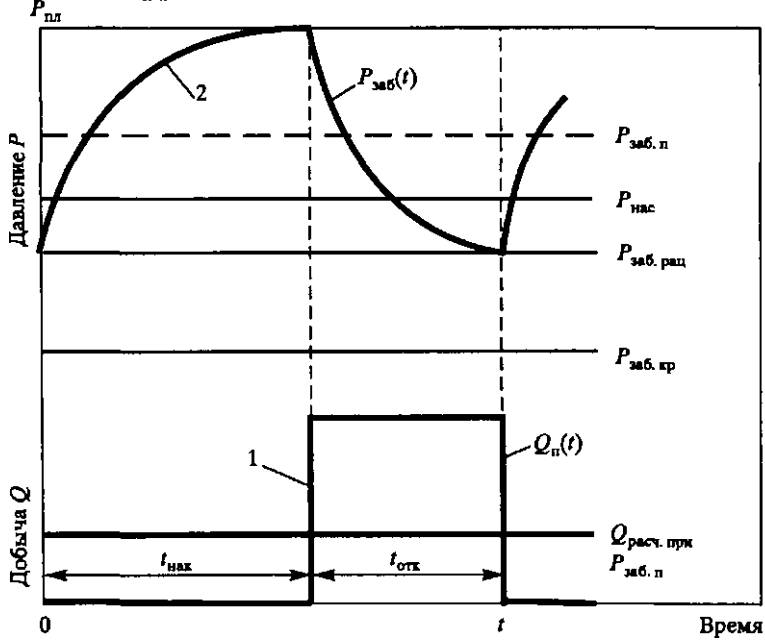


Рис. 8.15. Изменение добычи 1 (дебита) и забойного давления 2 в периодически работающей скважине

$P_{\text{заб.рац}}$ — рациональное забойное давление непрерывно работающей скважины в течение времени t;

$P_{\text{заб.п}}$ — среднее забойное давление в периодически работающей скважине, если бы она работала в непрерывном режиме с добычей за время t — $Q_{\text{п}}$.

Предположим, что уравнение Дюпюи справедливо при непрерывной и периодической эксплуатации, тогда добыча продукции за календарное время t составит:
при непрерывной эксплуатации

$$Q_{\text{н}} = \frac{2\pi kh\left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.рац}}\right)}{\mu \ln \dfrac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}} \cdot t, \tag{8.103}$$

при периодической эксплуатации

$$Q_{\text{п}} = \frac{2\pi kh\left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.п}}\right)}{\mu \ln \dfrac{R}{r_{\text{пр}}}} \cdot t_{\text{отк}}. \tag{8.104}$$

Так как $t_{\text{отк}} < t$, $Q_{\text{н}} > Q_{\text{п}}$, а с учетом (8.103) и (8.104) запишем:

$$\left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.рац}}\right) \cdot t > \left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.п}}\right) \cdot t_{\text{отк}},$$

откуда с учетом (8.102) среднее забойное давление в периодически работающей скважине $P_{\text{заб.п}}$ таково:

$$P_{\text{заб.п}} > P_{\text{пл}} - \left(1 + \frac{t_{\text{нак}}}{t_{\text{отк}}}\right)\left(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб.рац}}\right), \tag{8.105}$$

т.е. среднее забойное давление в периодически работающей скважине всегда будет более высоким и зависящим, кроме прочего, от соотношения периодов накопления и откачки.

Таким образом, перевод непрерывно работающих скважин на периодическую эксплуатацию предопределяет снижение добычи, а целесообразность такого перевода лежит в экономической плоскости. Здесь не рассматриваются другие технологические режимы работы периодических скважин, когда забойное давление в них снижается в период откачки менее $P_{\text{заб.рац}}$.

ГЛАВА 9
ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ГЛУБИННОНАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Различные по принципу действия и коиструкции глубиннонасосные установки получили широкое распространение не только для добычи нефти, но и для эксплуатации водяных, гидротермальных и других скважин. Многообразие глубиннонасосных установок требует их классификации.

9.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Можно выделить следующие основные признаки классификации глубиннонасосных установок:

1. По принципу действия глубинного насоса
— плунжерные (поршневые),
— центробежные,
— винтовые,
— струйные,
— вибрационные (звуковые),
— диафрагменные,
— роторно-поршневые и др.
2. По типу передачи энергии глубинному насосу от приводного двигателя
— штанговые,
— бесштанговые.

Скважинные штанговые насосные установки делятся на:
— балансирные,
— безбалансирные,
а по типу используемого привода на:
— механические,
— гидравлические,
— пневматические.

Бесштанговые глубиннонасосные установки делятся по типу используемого привода и его местоположению:
— с электроприводом,
— с гидроприводом,
— с приводом, расположенным на поверхности,
— с приводом, расположенным в скважине.

3. По назначению:

подача

— для эксплуатации низкодебитных скважин,

— для эксплуатации среднедебитных скважин,

— для эксплуатации высокодебитных скважин

высота подъема (напор)

— для эксплуатации неглубоких скважин,

— для эксплуатации скважин средней глубины,

— для эксплуатации глубоких скважин.

9.2. ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГЛУБИННОНАСОСНЫХ УСТАНОВОК

В мировой практике нефтедобычи получили распространение следующие глубиннонасосные установки:

1. Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ).

2. Установки погружных центробежных насосов с электроприводом (УЭЦН).

3. Установки гидравлических поршневых насосов (УГПН).

4. Установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН).

5. Установки с диафрагменными насосами и электроприводом (УЭДН).

6. Установки со струйными насосами (УСН).

Не все из перечисленных глубиннонасосных установок играют одинаковую роль в добыче нефти.

В нашей стране наибольшее распространение по фонду добывающих скважин получили СШНУ, а по объему добычи — УЭЦН. Это связано с тем, что установки СШНУ предназначены для эксплуатации низко- и среднедебитных скважин, а установки УЭЦН — для эксплуатации средне- и высокодебитных скважнн. Остальные установки (УГПН, УЭВН, УЭДН, УСН) нн по фонду добывающих скважин, ни по добыче нефти не могут пока конкурировать с СШНУ и УЭЦН и предназначены для определенных категорий скважин.

Остановимся вкратце на делении скважин на низко-, средне- и высокодебитные. Классификация скважин по дебиту связана, в основном, с высотой подъема жидкости, т.к. с ростом высоты подъема жидкости возможная подача большинства глубиннонасосных установок достаточно быстро снижается (а следовательно, и снижается возможный дебит скважины, который определяется в данном случае возможной подачей насосной установки). Взаимосвязь вы-

соты подъема жидкости и подачи установки как для СШНУ, так и для УЭЦН может быть выражена уравнением гиперболы:

$$Q = A / H, \qquad (9.1)$$

где Q — подача установки (дебит скважины), м³/сут;

H — высота подъема жидкости, м;

A — постоянная числовая величина, имеющая размерность м⁴/сут и выбираемая из практических соображений.

Данная зависимость может быть использована в определенных ограниченных пределах по подаче и высоте подъема. Так, для СШНУ такие ограничения обусловлены фактической работоспособностью колонны штанг, используемой для передачи плунжеру глубинного насоса возвратно-поступательного движения от наземного привода (станка-качалки), а для УЭЦН — характеристиками Q—H выпускаемых погружных центробежных насосов. Естественно, для различных глубиннонасосных установок пределы по подаче и высоте подъема различны. Поэтому во избежание неоднозначности границ между низко-, средне- и высодебитными скважинами для различных глубиннонасосных установок, проведем разделение на рассматриваемые категории скважин для СШНУ. Исходя из этого, в дальнейшем зависимость (9.1) будет использована в следующих пределах: по подаче $Q \le 100$ м³/сут, по высоте подъема $H \le 3000$ м.

Для выпускаемого в настоящее время оборудования СШНУ можно принять постоянную величину A, равной $4 \cdot 10^4$ м⁴/сут, и с использованием этой величины определить границу между средне- и высокодебитными скважинами:

$$Q = 4 \cdot 10^4 / H. \qquad (9.2)$$

Исходя из пределов использования выражения (9.2), к высокодебитным скважинам относятся скважины с дебитом более 100 м³/сут, независимо от высоты подъема, и с высотой подъема более 3000 м, независимо от дебита. К низкодебитным скважинам будем относить такие, дебит которых не более 5,0 м³/сут при высоте подъема менее 3000 м. Скважины, которые не попадают в группы высоко- и низкодебитных, относят к среднедебитным.

По высоте подъема жидкости все скважины условно могут быть разделены на следующие категории:

1. Неглубокие — при высоте подъема до 450 м.
2. Средней глубины — при высоте подъема жидкости от 450 до 1350 м.
3. Глубокие — при высоте подъема более 1350 м.

На рис. 9.1 представлены области и границы различных категорий скважин по дебиту и высоте подъема. Технико-экономические расчеты, а также длительная практика применения СШНУ и УЭЦН показали, что приведенные области применения глубиннонасосного оборудования являются достаточно обоснованными и позволяющими сделать два принципиальных вывода:

1. Установки штанговых скважинных насосов предназначены, в основном, для эксплуатации низко- и среднедебитных неглубоких и средней глубины скважин, хотя могут оставаться рентабельными при эксплуатации высокодебитных и глубоких скважин (в определенных пределах).

2. Установки погружных центробежных электронасосов предназначены, в основном, для эксплуатации средне- и высокодебитных скважин различной глубины.

Рассмотрим более подробно эксплуатацию скважин СШНУ.

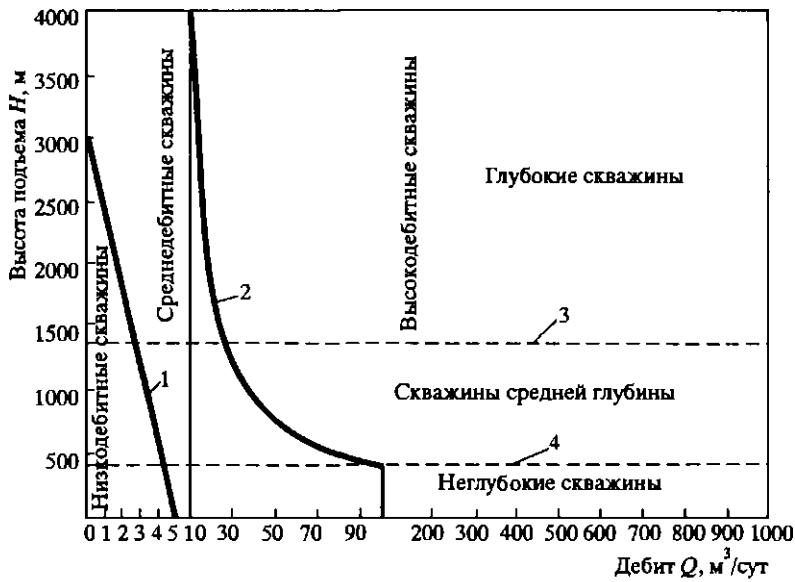


Рис. 9.1 Области и границы различных категорий скважин по дебиту и высоте подъема:

1 — граница между низко- и среднедебитными скважинами; 2 — граница между средне- и высокодебитными скважинами; 3 — граница между глубокими и средней глубины скважинами; 4 — граница между неглубокими и средней глубины скважинами

9.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННОНАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

При эксплуатации скважин штанговыми глубиннонасосными установками используются различные плунжерные насосы. К настоящему времени создано большое количество плунжерных насосов, различающихся не только конструкциями, но и областью их применения в различных эксплуатационных условиях.

9.3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПЛУНЖЕРНЫХ ГЛУБИННЫХ НАСОСОВ

Все известные плунжерные глубинные насосы могут быть классифицированы по следующим признакам:

1. По конструкции
   1.1. Насосы простые (с одним плунжером постоянного диаметра).
   1.2. Насосы дифференциальные (с двумя и более плунжерами различных диаметров).
   1.3. Трубные насосы (цилиндр спускается в скважину на колонне НКТ, а плунжер — на колонне штанг).
   1.4. Вставные насосы (цилиндр и плунжер спускаются вместе на колонне штанг).
   1.5. Насосы с неподвижным цилиндром и движущимся плунжером.
   1.6. Насосы с движущимся цилиндром и неподвижным плунжером.
2. По характеру всасывания продукции
   2.1. Всасывание при ходе вверх.
   2.2. Всасывание при ходе вниз.
   2.3. Всасывание при ходе вверх и вниз.
3. По принципу действия
   3.1. Одинарного действия.
   3.2. Двойного действия.
4. По назначению
   4.1. Для добычи жидкости в обычных условиях.
   4.2. Для добычи жидкости со значительным содержанием свободного газа.
   4.3. Для добычи вязких жидкостей.
   4.4. Для добычи больших объемов жидкости.
   4.5. Для добычи жидкости с содержанием механических примесей (песка).

На рис. 9.2 представлены основные схемы глубинных плунжерных насосов. Каждый из приведенных на рис. 9.2 насосов имеет свою область применения, а в целом, гамма разработанных насосов закрывает основные осложняющие факторы в процессе добычи нефти.

В соответствии с классификационными признаками насос на рис. 9.2 а обладает такой характеристикой — 1.1, 2.1, 3.1, 4.1, что расшифровывается следующим образом: насос простой, всасывание осуществляется при ходе вверх, насос одинарного действия, предназначен для откачки жидкости в обычных условиях.

Насос на рис. 9.2 б классифицируется так — 1.2, 2.1, 3.1, 4.3, что обозначает: насос дифференциальный, всасывание при ходе вверх, одинарного действия, предназначен для добычи вязких жидкостей.

Насос на рис. 9.2 в классифицируется так — 1.2, 2.1, 3.1, 4.2: насос дифференциальный, всасывание при ходе вверх, одинарного действия, для добычи жидкости со значительным содержанием свободного газа (насос ступенчатого сжатия).

Насос на рис. 9.2 г классифицируется так — 1.2, 2.3, 3.2, 4.4: насос дифференциальный, всасывание при ходе вверх и вниз, двойного действия, для добычи больших объемов жидкости (насос высокой производительности).

Насос на рис. 9.2 д классифицируется так — 1.1, 2.1, 3.1, 4.5: насос простой, всасывание при ходе вверх, одинарного действия, для добычи жидкости с содержанием механических примесей.

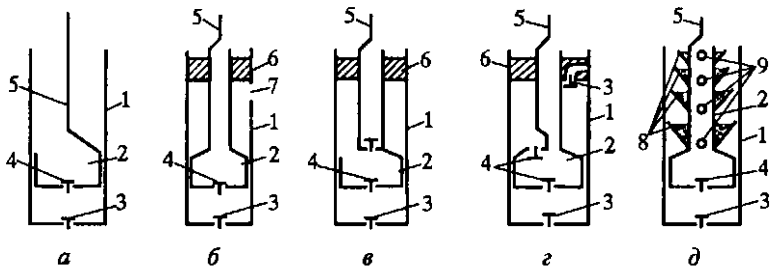


Рис. 9.2. Принципиальные схемы глубинных плунжерных насосов:

1— цилиндр; 2 — плунжер; 3 — всасывающий клапан; 4 — нагнетательный клапан; 5 — колонна штанг; 6 — уплотнитель; 7 — отверстие в цилиндре насоса; 8 — полки-пескоприемники; 9 — отверстие в полой штанге; а — насос обычный (простой); б — насос для откачки вязких жидкостей; в — насос для откачки жидкости со значительным содержанием свободного газа; г — насос высокой производительности; д — насос для добычи жидкости с механическими примесями

9.3.2. СХЕМА СКВАЖИННОЙ ШТАНГОВОЙ УСТАНОВКИ

Схема СШНУ представлена на рис. 9.3. Оборудование СШНУ состоит из двух частей: наземного и подземного. Наземное оборудование состоит из станка-качалки, привода, станции управления и устьевой арматуры. Подземное оборудование включает в себя колонну НКТ, колонну штанг, глубинный насос и, при необходимости, другие элементы (хвостовик, газовый или газопесочный якорь, якорь для фиксации колонны НКТ в обсадной колонне и т.п.).

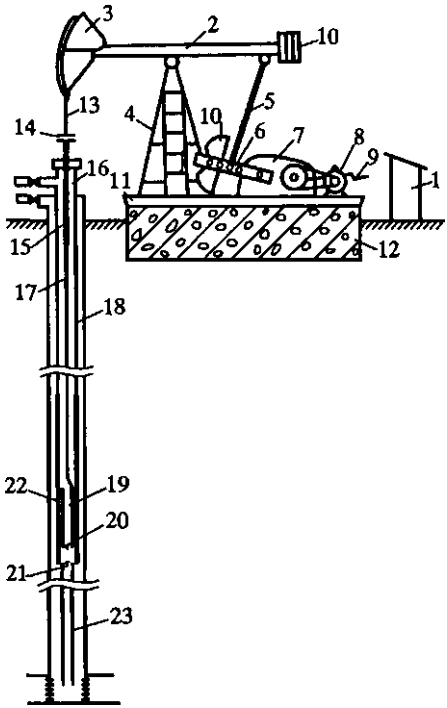


Рис. 9.3. Принципиальная схема СШНУ.

1 — станция управления; 2 — балансир; 3 — головка балансира; 4 — стойка балансира; 5 — шатун; 6 — кривошип; 7 — редуктор; 8 — приводной двигатель; 9 — тормоз; 10 — противовесы; 11 — металлическая рама; 12 — бетонный фундамент; 13 — канатная подвеска; 14 — траверсы; 15 — полированный шток; 16 — устьевая арматура; 17 — колонна штанг; 18 — колонна НКТ; 19 — плунжер насоса; 20 — нагнетательный клапан; 21 — всасывающий клапан; 22 — цилиндр насоса; 23 — хвостовик

Основным элементом наземного оборудования является станок-качалка, состоящий из балансира 2, головки балансира 3, стойки 4, шатуна 5, кривошипа 6, редуктора 7, приводного двигателя 8, тормоза 9 и противовесов 10. Управление наземным оборудованием осуществляется специальной станцией 1. Станок-качалка, редуктор и приводной двигатель монтируются на металлической раме 11, устанавливаемой на бетонном фундаменте 12. Головка балансира 3 имеет канатную подвеску 13, соединенную с полированным штоком 15 с помощью траверс 14. Устье скважины оборудовано устьевой арматурой 16. Станок-качалка предназначен для восприятия нагрузок, действующих в точке подвеса штанг (ТПШ) в течение насосного цикла, и преобразования вращательного движения ротора приводного двигателя в возвратно-поступательное движение головки балансира. Редуктор 7 предназначен для снижения числа оборотов приводного двигателя 8 и повышения крутящего момента на выходном валу, на котором закреплены кривошипы 6. Кривошипы 6 соединены шатунами 5 с балансиром 2. На входном валу редуктора имеется шкив, соединенный клиноременной передачей со шкивом приводного двигателя 8. В системе имеется также тормоз 9. Приводной двигатель устанавливается и закрепляется на салазках. При необходимости изменения числа качаний балансира заменяется размер шкива на приводном двигателе. Изменение длины хода полированного штока 15 (перемещения головки балансира) осуществляется изменением радиуса кривошипа 6 перестановкой шатуна 5, для чего кривошип имеет несколько отверстий. Кроме того, кривошип имеет устройство, позволяющее перемещать вдоль него противовесы 10, добиваясь наилучшего уравновешивания нагрузок, действующих в ТПШ.

В настоящее время промышленностью выпускается значительное количество типоразмеров станков-качалок (СК), отличающихся грузоподъемностью, длиной хода полированного штока и числом качаний, предназначенных для эксплуатации скважин различных категорий.

Устьевая арматура 16 имеет выкидной манифольд, манифольд затрубного пространства, а также сальниковое устройство, через которое проходит полированный шток 15.

Подземное оборудование включает колонну штанг 17, предназначенную для передачи возвратно-поступательного движения головки балансира плунжеру 19 глубинного насоса, а также для восприятия нагрузок, действующих на штанги в течение насосного цикла. Имеется колонна НКТ 18, на нижнем конце которой закреплен цилиндр насоса 22. Плунжер глубинного насоса имеет один

или два нагнетательных клапана 20, а цилиндр насоса — всасывающий клапан 2. К приему насоса закреплен хвостовик 23.

Цилиндр скважинного насоса имеет различное конструктивное оформление, а внутренняя его поверхность тщательно обработана, равно как и наружная поверхность плунжера. Вместе они составляют пару трения.

Как видно из рис. 9.3, при ходе головки балансира вверх плунжер также перемещается вверх; при этом нагнетательный клапан 20 закрывается под действием веса продукции скважины, находящейся в НКТ. При снижении давления в цилиндре насоса до величины, меньшей, чем давление на приеме (давление в скважине перед всасывающим клапаном), всасывающий клапан 21 открывается и цилиндр насоса заполняется скважинной продукцией (такт всасывания). При ходе плунжера вниз давление в цилиндре насоса повышается, всасывающий клапан закрывается, а когда давление в цилиндре насоса (под плунжером) становится бóльшим, чем давление над плунжером, открывается нагнетательный клапан, и продукция из цилиндра через плунжер перетекает в колонну НКТ (такт нагнетания). Затем цикл повторяется.

Следует отметить, что колонна штанг работает в очень сложных условиях, связанных не столько с длительным контактом со скважинной продукцией (а она может быть и коррозионно активной), сколько со сложными и переменными во времени нагрузками (растягивающими, сжимающими, изгибающими и крутящими). Расчет колонны штанг с учетом всех действующих нагрузок является сложной физической задачей.

Одним из основных технологических вопросов является подача скважинной штанговой насосной установки.

9.3.3. ПОДАЧА СКВАЖИННОЙ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ. КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ

Рассмотрим схему плунжерного насоса, представленную на рис. 9.4. Перемещение плунжера осуществляется между нижней мертвой точкой (НМТ) и верхней мертвой точкой (ВМТ) и характеризуется величиной, называемой длиной хода плунжера $S_{пл}$. Наружный диаметр плунжера $D_{пл}$ принимается равным внутреннему диаметру цилиндра (хотя фактически между этими величинами имеется определенная разница 2δ; δ — зазор между плунжером и цилиндром). При ходе плунжера вверх нагнетательный клапан 4 закрывается под действием веса столба продукции скважины, находящейся в колон-

не НКТ 5. В цилиндре насоса 1 давление снижается и в определенный момент всасывающий клапан 3 открывается; продукция скважины поступает в цилиндр насоса (в подплунжерное пространство, которое увеличивается до тех пор, пока плунжер не придет в ВМТ). Ход плунжера из НМТ до ВМТ называется тактом всасывания.

Объем продукции скважины, поступившей в цилиндр насоса при такте всасывания, равен объему, описанному плунжером от НМТ до ВМТ V:

$$V = S_{пл} \cdot F, \text{ [м}^3\text{]}, \qquad (9.3)$$

где F — площадь поперечного сечения цилиндра (м^2), равная:

$$F = \frac{\pi D_{пл}^2}{4}, \qquad (9.4)$$

$D_{пл}$ — диаметр плунжера, равный внутреннему диаметру цилиндра, м.

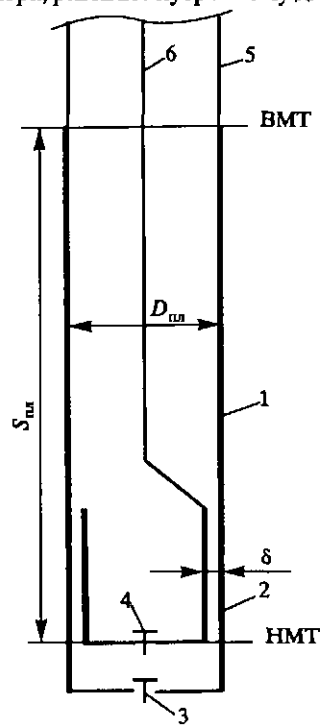


Рис. 9.4. Принципиальная схема плунжерного насоса:

1 — цилиндр; 2 — плунжер; 3 — всасывающий клапан; 4 — нагнетательный клапан; 5 — колонна НКТ; 6 — колонна штанг

При ходе плунжера вниз (от ВМТ до НМТ) давление в цилиндре насоса повышается, всасывающий клапан 3 закрывается, и в определенный момент времени открывается нагнетательный клапан 4. Продукция из цилиндра насоса 1 перетекает через плунжер 2 в надплунжерное пространство. Ход плунжера из ВМТ до НМТ называется тактом нагнетания.

Таким образом, за один насосный цикл «ход вверх — ход вниз» объем продукции, откачиваемый из скважины, составляет:

$$V = S_{пл} \frac{\pi D_{пл}^2}{4}, [м^3]. \quad (9.5)$$

Обозначим число двойных ходов плунжера в мин через n. Тогда теоретическая минутная подача насоса составит $Q_т'$:

$$Q_т' = \frac{\pi D_{пл}^2}{4} \cdot S_{пл} \cdot n, [м^3/мин]. \quad (9.6)$$

Переходя к суточной подаче установки, умножим (9.6) на 1440 (число минут в сутках) и получим суточную теоретическую подачу установки $Q_т$:

$$Q_т = \frac{\pi D_{пл}^2}{4} \cdot S_{пл} \cdot n \cdot 1440 = 360 \pi D_{пл}^2 S_{пл} n = 1440 \cdot F \cdot S_{пл} \cdot n, [м^3/сут], \quad (9.7)$$

где n — число двойных ходов плунжера в мин (число качаний балансира в мин).

Обозначая длину хода полированного штока (на поверхности) через S, введем понятие условно теоретической подачи $Q_{т.усл}$:

$$Q_{т.усл} = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n, [м^3/сут]. \quad (9.8)$$

Введение условно теоретической подачи связано с тем, что длина хода плунжера $S_{пл}$ в каждом конкретном случае является неизвестной величиной и может существенно отличаться от известной длины хода полированного штока S. Разница в указанных параметрах связана не только с упругими деформациями штанг и труб под действием статических нагрузок, но также и с влиянием на упругие деформации инерционных нагрузок, возникающих в насосной установке при определенных режимах ее работы. Этот вопрос будет подробно рассмотрен ниже.

Таким образом, условно теоретическая подача установки может быть легко рассчитана в любой момент времени, для чего достаточно измерить (знать) длину хода полированного штока S.

Фактическая суточная подача установки, измеряемая на поверхности по жидкости (после процесса сепарации) $Q_ф$, может не со-

впадать с $Q_{т.усл}$ по целому ряду причин. Отношение фактической подачи установки $Q_ф$ к условно теоретической подаче ее $Q_{т.усл}$ назовем коэффициентом подачи установки и обозначим его через η:

$$\eta = \frac{Q_ф}{Q_{т.усл}}. \qquad (9.9)$$

С учетом выражения (9.8) фактическая подача такова:

$$Q_ф = 1440 \cdot F \cdot S \cdot n \cdot \eta \ . \qquad (9.10)$$

Рассмотрим, от чего зависит фактическая подача установки (коэффициент подачи).

9.3.4. ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ ПОДАЧИ УСТАНОВКИ

К основным факторам, определяющим коэффициент подачи установки, можно отнести:

1. Коэффициент наполнения скважинного насоса — β. Этот коэффициент характеризует степень заполнения цилиндра насоса при такте всасывания жидкостью, поступающей из скважины. Так как продукция скважины в общем случае состоит из жидкой и газовой фаз, то при такте всасывания часть объема цилиндра насоса может заполняться газовой фазой, выделяющейся из жидкости, что снижает коэффициент наполнения насоса жидкостью ($\beta < 1$). Сложные процессы, связанные с фазовыми переходами в цилиндре насоса, требуют специального рассмотрения, что и будет сделано ниже.

2. Упругие деформации штанг и труб, приводящие к разности между длиной хода полированного штока и длиной хода плунжера, характеризуемые коэффициентом η_λ :

$$\eta_\lambda = \frac{S_{пл}}{S}. \qquad (9.11)$$

Если при работе СШНУ определяющими являются статические нагрузки, то длина хода плунжера $S_{пл}$ всегда меньше длины хода полированного штока S на величину упругих деформаций штанг и труб за насосный цикл λ:

$$\lambda = S - S_{пл}. \qquad (9.12)$$

При определенных режимах работы СШНУ значительную роль начинают играть динамические, в частности, инерционные нагрузки от веса штанг в продукции и веса самой продукции. Инерцион-

ные нагрузки приводят к увеличению длины хода плунжера $S_{пл}$ в сравнении с длиной хода полированного штока S, которая характеризуется величиной λ_i.

В соответствии с этим, а также учитывая выражение (9.12), можно записать:

$$S_{пл} = S - \lambda + \lambda_i. \tag{9.13}$$

Подставляя (9.13) в (9.11), получим:

$$\eta_\lambda = \frac{S - \lambda + \lambda_i}{S} = 1 - \frac{(\lambda - \lambda_i)}{S}. \tag{9.14}$$

Рассмотрим возможные соотношения между λ и λ_i:

при $\lambda = \lambda_i$ $\eta_\lambda = 1$;

при $\lambda > \lambda_i$ $\eta_\lambda < 1$;

при $\lambda < \lambda_i$ $\eta_\lambda > 1$.

Таким образом, коэффициент, учитывающий упругие деформации, таков: $\eta_\lambda \gtrless 1$.

3. Рассмотрим влияние утечек продукции скважины как в самом насосе (зазор «цилиндр—плунжер», клапаны), так и на пути движения продукции от насоса до устья (через резьбовые соединения НКТ, через возможные нарушения труб за счет их протертости штангами и т.п.). Обозначим суммарные утечки продукции через $Q_{ут}$. Коэффициентом утечек $\eta_{ут}$ назовем отношение объема утечек $Q_{ут}$ к условно теоретической подаче $Q_{т.усл}$:

$$\eta_{ут} = \frac{Q_{ут}}{Q_{т.усл}}. \tag{9.15}$$

Анализ выражения (9.15) показывает, что при $Q_{ут} = 0$ $\eta_{ут} = 0$; при $Q_{ут} = Q_{т.усл}$ $\eta_{ут} = 1$. Таким образом, коэффициент, учитывающий утечки $(1 - \eta_{ут})$, всегда меньше единицы

$$(1 - \eta_{ут}) < 1.$$

Кроме перечисленных факторов, на коэффициент подачи влияет разница термобарических условий на глубине спуска насоса в скважине и поверхностных условий, при которых определяется фактическая подача, что связано не только с изменением объемов продукции, но и с фазовыми переходами (выделение газа из раствора).

4. Коэффициент, учитывающий объемные свойства продукции скважины (нефть, нефть + вода). Под этим коэффициентом будем понимать отношение фактической подачи жидкости в поверхност-

ных условиях $Q_{фп}$ к фактической подаче, приведенной к термобарическим условиям в скважине (в насосе) $Q_{фс}$:

$$\eta_{об} = \frac{Q_{фп}}{Q_{фс}}. \tag{9.16}$$

В общем случае, когда продукция представлена нефтью и водой, имеем:

$$Q_{фп} = Q_{нп} + Q_{вп}, \tag{9.17}$$

где $Q_{фп}$ — фактическая подача жидкости в поверхностных условиях, м³/сут;

$Q_{нп}$, $Q_{вп}$ — соответственно фактические подачи нефти и воды в поверхностных условиях, м³/сут.

Фактическая подача жидкости в условиях скважины (насоса) $Q_{фс}$:

$$Q_{фс} = Q_{нс} + Q_{вс}, \tag{9.18}$$

где $Q_{нс}$, $Q_{вс}$ — соответственно фактические подачи нефти и воды в условиях скважины (насоса), м³/сут.

Запишем:

$$Q_{нс} = Q_{нп} \cdot в_{н}(P_{с}, T_{с}), \tag{9.19}$$

$$Q_{вс} = Q_{вп} \cdot в_{в}(P_{с}, T_{с}), \tag{9.20}$$

где $в_{н}(P_{с}, T_{с})$, $в_{в}(P_{с}, T_{с})$ — соответственно объемные коэффициенты нефти и воды при давлении в скважине (насосе) $P_{с}$ и температуре $T_{с}$.

С учетом (9.19) и (9.20) запишем выражение (9.18) следующим образом:

$$Q_{фс} = Q_{нп} в_{н}(P_{с}, T_{с}) + Q_{вп} в_{в}(P_{с}, T_{с}). \tag{9.21}$$

Таким образом, коэффициент, учитывающий объемные свойства продукции, таков:

$$\eta_{об} = \frac{Q_{нп} + Q_{вп}}{Q_{нп} в_{н}(P_{с}, T_{с}) + Q_{вп} в_{в}(P_{с}, T_{с})}. \tag{9.22}$$

Обводненность B определяется долей воды в продукции скважины

$$B = \frac{Q_{вп}}{Q_{нп} + Q_{вп}},$$

откуда:

$$Q_{вп} = Q_{нп} \frac{B}{(1 - B)}. \tag{9.23}$$

Подставляя (9.23) в (9.22), окончательно получаем:

$$\eta_{об} = \frac{1}{в_н(P_с, T_с)(1-B) + в_в(P_с, T_с)B}. \qquad (9.24)$$

Анализ выражения (9.24) показывает:

при $B = 0$ $\qquad \eta_{об} = \frac{1}{в_н(P_с, T_с)}$;

при $B = 1$ $\qquad \eta_{об} = \frac{1}{в_в(P_с, T_с)}$.

Независимо от обводненности продукции при $в_н(P_с, T_с) > 1$ и $в_в(P_с, T_с) > 1$ коэффициент, учитывающий объемные свойства продукции,

$$\eta_{об} < 1.$$

Во всех других случаях: $в_н(P_с, T_с) > 1$ и $в_в(P_с, T_с) = 1$; $в_н(P_с, T_с) < 1$ и $в_в(P_с, T_с) = 1$; $в_н(P_с, T_с) > 1$ и $в_в(P_с, T_с) > 1$ и др. необходимо проводить дополнительный анализ величины коэффициента $\eta_{об}$.

В общем случае коэффициент подачи η является произведением всех рассмотренных коэффициентов, т.е.

$$\eta = \beta \cdot \eta_{\lambda} \cdot (1 - \eta_{ут}) \cdot \eta_{об}. \qquad (9.25)$$

Таким образом, если: $\beta < 1$, $\eta_{\lambda} \gtrless 1$, $(1 - \eta_{ут}) < 1$, $\eta_{об} < 1$, то численная величина коэффициента подачи нормально работающей насосной установки (СШНУ) может изменяться так:

$$\eta \gtrless 1,$$

т.е., если коэффициент подачи насосной установки больше единицы, это не является абсолютным доказательством фонтанирования скважины через насос без дополнительных исследований работы установки. Если коэффициент подачи снижается до 0,5 и менее, требуется тщательная проверка работы установки в целом и принятие соответствующих решений.

9.3.5. КОЭФФИЦИЕНТ НАПОЛНЕНИЯ СКВАЖИННОГО ПЛУНЖЕРНОГО НАСОСА

Коэффициентом наполнения насоса β называется отношение объема жидкости, поступившей в цилиндр насоса из скважины $V_{жс}$ при такте всасывания, к объему, описанному плунжером V_s:

$$\beta = \frac{V_{жс}}{V_s}. \qquad (9.26)$$

Под мертвым пространством насоса $V_м$ будем понимать разность объема цилиндра насоса $V_ц$ и объема, описываемого плунжером V_s между нижней и верхней мертвыми точками (объем между всасывающим и нагнетательным клапанами, когда плунжер находится в нижней мертвой точке):

$$V_м = V_ц - V_s. \qquad (9.27)$$

Рассмотрим основные процессы, происходящие в цилиндре насоса при откачке газожидкостной смеси (рис. 9.5).

а. Плунжер находится в нижней мертвой точке (НМТ)

Давление в цилиндре насоса $P_ц$ (в мертвом пространстве) равно давлению на выходе из насоса $P_{вых}$, а перепад давлений в нагнетательном клапане $\Delta P_{кл.\,наг}$ равен нулю, т.к. скорость течения жидкости через нагнетательный клапан равна нулю. Мертвое пространство в общем случае заполнено жидкостью $V_{жм}$ и свободным газом $V_{гм}$. При этом:

$$V_ц = V_м = V_{жм} + V_{гм}. \qquad (9.28)$$

Всасывающий клапан насоса в этом положении плунжера закрыт.

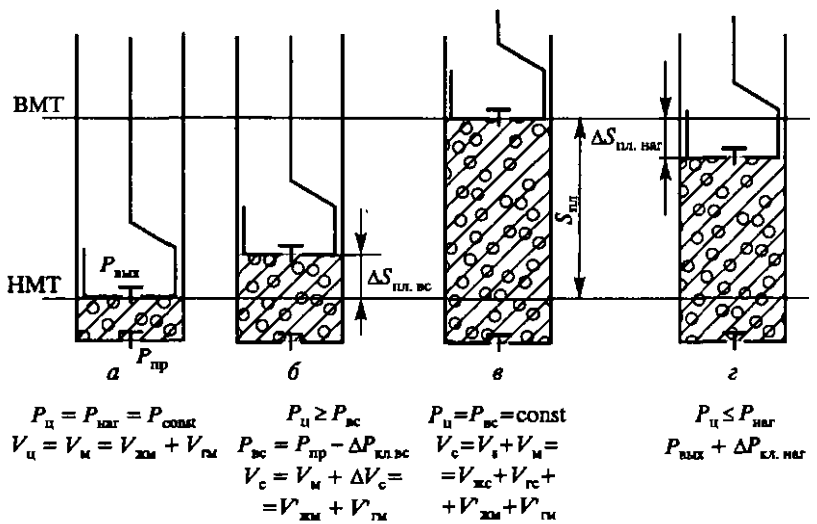


Рис. 9.5. К рабочему процессу в скважинном плунжерном насосе

б. Такт всасывания (начальный период)

При движении плунжера из НМТ вверх нагнетательный клапан закрывается, а давление в цилиндре насоса снижается. Объем цилиндра, освобождаемый плунжером, заполняется расширяющейся из мертвого пространства жидкостью, расширяющимся свободным газом из мертвого пространства, а также дополнительно выделяющимся и расширяющимся газом из жидкости в мертвом пространстве. При этом предполагается отсутствие утечек. В процессе указанных превращений в мертвом пространстве после начала движения плунжера из НМТ плунжер проходит вверх определенное расстояние.

В процессе движения плунжера вверх нагнетательный клапан закрыт и давление в цилиндре насоса снижается от давления нагнетания $P_{\text{наг}}$ до давления всасывания $P_{\text{вс}}$. Всасывающий клапан в течение этого времени также закрыт. К моменту времени, когда $P_{\text{наг}} = P_{\text{вс}}$, открывается всасывающий клапан, но плунжер к этому моменту уже проходит расстояние $\Delta S_{\text{пл. вс}}$.

На данный момент времени имеем:

$$V_{\text{ц}} = V_{\text{м}} + \Delta V_s = V'_{\text{жм}} + V'_{\text{гм}}, \qquad (9.29)$$

где ΔV_s — объем, описанный плунжером на пути $\Delta S_{\text{пл. вс}}$;

$V'_{\text{жм}}$ — объем жидкости в цилиндре насоса на момент открытия всасывающего клапана при $P_{\text{ц}} = P_{\text{вс}}$;

$V'_{\text{гм}}$ — объем свободного газа в цилиндре насоса на этот же момент.

в. Такт всасывания

После открытия всасывающего клапана в цилиндр поступает продукция скважины, состоящая из жидкости $V_{\text{жс}}$ и газа $V_{\text{гс}}$; при этом давление в цилиндре насоса остается постоянным и равным давлению всасывания $P_{\text{вс}}$.

На момент времени, когда плунжер находится в верхней мертвой точке, имеем:

$$V_{\text{ц}} = V_{\text{м}} + V_s = V_{\text{жс}} + V_{\text{гс}} + V'_{\text{жм}} + V'_{\text{гм}}. \qquad (9.30)$$

г. Такт нагнетания (начальный период)

При движении плунжера из верхней мертвой точки (ВМТ) вниз давление в цилиндре насоса повышается. В момент времени, когда оно достигнет давления на приеме $P_{\text{пр}}$, всасывающий клапан закрывается. При дальнейшем движении плунжера вниз давление в цилиндре повышается и в какой-то момент времени достигает величины давления на-

гнетания $P_{наг}$. В этот момент нагнетательный клапан открывается, а плунжер уже пройдет определенное расстояние от ВМТ — $\Delta S_{пл.наг}$.

После открытия нагнетательного клапана жидкость и газ, содержащиеся в цилиндре насоса, перетекают в насосно-компрессорные трубы; при этом давление в цилиндре насоса остается постоянным и равным давлению нагнетания $P_{наг}$ вплоть до момента, когда плунжер приходит в НМТ.

Таким образом, за рабочий цикл насоса (такт всасывания — такт нагнетания) потеря хода плунжера $\Delta S_{пл}$ составляет:

$$\Delta S_{пл} = \Delta S_{пл.вс} + \Delta S_{пл.наг}. \qquad (9.31)$$

Совершенно очевидно, что на величину $\Delta S_{пл}$ оказывают влияние не только физико-химические свойства продукции скважины, но и фазовые превращения, величина мертвого пространства, а также соотношение $P_{вых}/P_{пр}$ или $P_{наг}/P_{вс}$.

При выводе зависимости для коэффициента наполнения принимаем следующие допущения:

1. Процесс изотермический.
2. Свободный газ равномерно распределен в жидкости в цилиндре насоса.
3. Процесс растворения свободного газа в жидкости и процесс выделения растворенного газа из жидкости равновесный.
4. Утечки отсутствуют.

Введем следующие обозначения:

$$R_{ц} = \frac{V_{гс}}{V_{жс}} = \frac{V'_{гм}}{V'_{жм}}, \qquad (9.32)$$

где $R_{ц}$ — газовое число в цилиндре насоса при давлении всасывания $P_{вс}$;

$$R_{м} = \frac{V_{гм}}{V_{жм}}, \qquad (9.33)$$

где $R_{м}$ — газовое число в мертвом пространстве насоса (плунжер находится в НМТ) при давлении нагнетания $P_{наг}$.

Объем жидкости в цилиндре насоса на момент открытия всасывающего клапана (рис. 9.5 б) равен:

$$V'_{жм} = V_{жм} + \Delta V_{жм}, \qquad (9.34)$$

где $\Delta V_{жм}$ — увеличение объема жидкости, находящейся в мертвом пространстве $V_{жм}$, за счет сжимаемости при изменении (снижении) давления в цилиндре от $P_{наг}$ до $P_{вс}$.

Объем свободного газа в цилиндре насоса на момент открытия всасывающего клапана равен:

$$V'_{гм} = V_{гм} + \Delta V_{гм}, \tag{9.35}$$

где $\Delta V_{гм}$ — увеличение объема свободного газа за счет его выделения из объема жидкости $V_{жм}$ и расширения этого газа, а также свободного газа в мертвом пространстве $V_{гм}$ при изменении давления в цилиндре от $P_{наг}$ до $P_{вс}$.

Величина $\Delta V_{жм}$ может быть рассчитана следующим образом:

$$\Delta V_{жм} = \beta_{ж} (P_{наг} - P_{вс}) V_{жм}, \tag{9.36}$$

где $\beta_{ж}$ — коэффициент сжимаемости жидкости.

Подставляя (9.36) в (9.34), получаем:

$$V'_{жм} = V_{жм} \left[1 + \beta_{ж} (P_{наг} - P_{вс})\right]. \tag{9.37}$$

В соответствии с выражением (9.28)

$$V_{жм} = V_{м} - V_{гм},$$

а из выражения (9.33) имеем:

$$V_{гм} = V_{жм} \cdot R_{м}.$$

Рассматривая два последних выражения, получаем:

$$V_{жм} = \frac{V_{м}}{(1 + R_{м})}. \tag{9.38}$$

Подставляя (9.38) в (9.37), имеем:

$$V'_{жм} = \frac{V_{жм}}{(1 + R_{м})}\left[1 + \beta_{ж} (P_{наг} - P_{вс})\right]. \tag{9.39}$$

Из выражения (9.35) найдем $\Delta V_{гм}$

$$\Delta V_{гм} = V'_{гм} - V_{гм},$$

а из выражения (9.32) найдем $V'_{гм}$:

$$V'_{гм} = V'_{жм} \cdot R_{ц}.$$

Исходя из вышеизложенного выражение для $\Delta V_{гм}$ представим в виде:

$$\Delta V_{гм} = V'_{жм} R_{ц} - V_{жм} R_{м}. \tag{9.40}$$

Подставляя в (9.40) вместо $V'_{жм}$ выражение (9.39), а вместо $V_{жм}$ выражение (9.38), получаем:

$$\Delta V_{гм} = \frac{V_м}{(1+R_м)}\left\{R_ц\left[1+\beta_ж\left(P_{наг}-P_{вс}\right)\right]-R_м\right\}. \qquad (9.41)$$

Подставляя в выражение (9.35) значение $V_{гм} = V_{жм} \cdot R_м$ или с учетом (9.38)

$$V_{гм} = R_м \frac{V_м}{(1+R_м)},$$

а также $\Delta V_{гм}$ из выражения (9.41), получаем:

$$V'_{гм} = R_м \frac{V_м}{(1+R_м)} + \frac{V_м}{(1+R_м)}\left\{R_ц\left[1+\beta_ж\left(P_{наг}-P_{вс}\right)\right]-R_м\right\} =$$

$$= \frac{V_м}{(1+R_м)} R_ц\left[1+\beta_ж\left(P_{наг}-P_{вс}\right)\right]. \qquad (9.42)$$

Подставим в зависимость (9.30) значения $V_{гс}$ из (9.32), $V'_{жм}$ из (9.39) и $V'_{гм}$ из (9.42):

$$V_м + V_з = V_{жс} + V_{жс}R_ц + \frac{V_м}{(1+R_м)}\left[1+\beta_ж\left(P_{наг}-P_{вс}\right)\right] +$$

$$+\frac{V_м}{(1+R_м)} R_ц\left[1+\beta_ж\left(P_{наг}-P_{вс}\right)\right] .$$

Преобразуем полученное выражение, приведя его к виду:

$$V_м + V_з = V_{жс}\left(1+R_ц\right) + V_м \frac{\left(1+R_ц\right)}{\left(1+R_м\right)}\left[1+\beta_ж\left(P_{наг}-P_{вс}\right)\right]. \qquad (9.43)$$

Разделим выражение (9.43) на $V_з$:

$$\frac{V_м}{V_з} + 1 = \frac{V_{жс}}{V_з}\left(1+R_ц\right) + \frac{V_м}{V_з}\frac{\left(1+R_ц\right)}{\left(1+R_м\right)}\left[1+\beta_ж\left(P_{наг}-P_{вс}\right)\right] \qquad (9.44)$$

и введем следующее обозначение

$$\frac{V_м}{V_з} = K. \qquad (9.45)$$

Коэффициент K называется коэффициентом мертвого пространства и характеризует численно долю мертвого пространства в объеме, описываемом плунжером.

С учетом обозначений (9.26) и (9.45) перепишем выражение (9.44) в виде:

$$K+1=\beta(1+R_{ц})+K\frac{(1+R_{ц})}{(1+R_{м})}\left[1+\beta_{ж}\,(P_{наг}-P_{вс})\right],$$

откуда окончательно получаем:

$$\beta=\frac{1-K\left\{\dfrac{(1+R_{ц})}{(1+R_{м})}\left[1+\beta_{ж}\,(P_{наг}-P_{вс})\right]-1\right\}}{(1+R_{ц})}. \qquad (9.46)$$

Выражение (9.46) является общей формулой для расчета коэффициента наполнения скважинного насоса в рамках принятых допущений.

Анализ полученного выражения показывает, что мертвое пространство всегда оказывает отрицательное влияние на коэффициент наполнения (т.е. оно является вредным пространством) даже при откачке чистых жидкостей. Поэтому в реальных условиях невозможно получить коэффициент наполнения, равный 1. Количественное же влияние на коэффициент наполнения различных факторов различно. Соотношение $R_{ц}$ и $R_{м}$ связывает все процессы, происходящие в цилиндре насоса при его работе, и определяет фазовые превращения продукции скважины.

Из общей зависимости (9.46) можно получить соответствующие выражения для частных случаев:

1. $R_{м}=0$

$$\beta=\frac{1-K\left\{(1+R_{ц})\left[1+\beta_{ж}\,(P_{наг}-P_{вс})\right]-1\right\}}{(1+R_{ц})}. \qquad (9.47)$$

2. $R_{м}=0,\ \beta_{ж}=0$

$$\beta=\frac{1-KR_{ц}}{(1+R_{ц})}. \qquad (9.48)$$

3. $\beta_{ж}=0$

$$\beta=\frac{1-K\left[\dfrac{(1+R_{ц})}{(1+R_{м})}-1\right]}{(1+R_{ц})}. \qquad (9.49)$$

4. $R_{ц} = 0$ $(R_{м} = 0)$

$$\beta = 1 - K\beta_{ж}\,(P_{наг} - P_{вс})\,. \qquad (9.50)$$

5. $R_{ц} = 0$ $(R_{м} = 0)$, $\beta_{ж} = 0$

$$\beta = 1. \qquad (9.51)$$

9.3.6. ВЛИЯНИЕ КИНЕМАТИКИ СТАНКА-КАЧАЛКИ НА УСКОРЕНИЯ В МЕРТВЫХ ТОЧКАХ

Нагрузки, действующие в установке СШН в течение насосного цикла, являются не только переменными по величине, но и разнообразными по физической сущности. Одним из основных элементов СШНУ является станок-качалка, кинематическая схема которого представлена на рис. 9.6. Схема представляет собой четырехзвенный механизм OBCO′ , три звена которого подвижны (r — радиус кривошипа, l — длина шатуна, b — заднее плечо балансира), а одно звено неподвижно (P — расстояние между неподвижными опорами O и O′). Максимальные ускорения точки A (точка подвеса штанг — ТПШ) соответствуют верхней и нижней мертвым точкам ее, скорость в которых равна нулю.

В соответствии с точной теорией работы такого четырехзвенника максимальные ускорения $j_{макс}$ записываются в следующем виде:

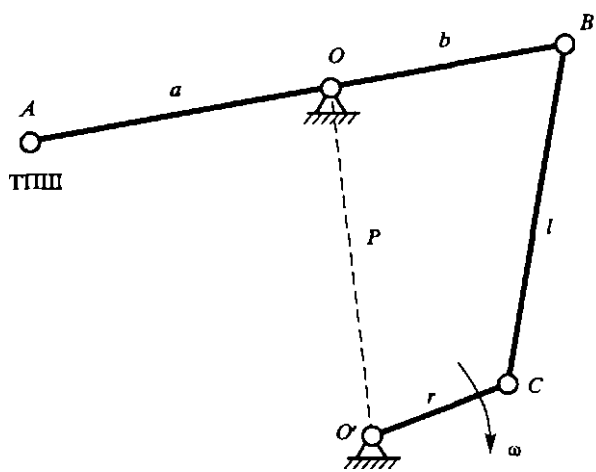


Рис. 9.6. Кинематическая схема станка-качалки

$$j_{\text{макс}} = \pm\omega^2 r \frac{a}{b} \frac{\left(1 \pm \frac{r}{l}\right)}{\sqrt{1-\left(\frac{r}{b}\right)^2}} \cdot \frac{\frac{r}{b}}{\arcsin\frac{r}{b}}, \qquad (9.52)$$

где a, b — соответственно длины переднего и заднего плеч балансира, м;

r, l — соответственно радиус кривошипа и длина шатуна, м;

ω — угловая скорость вращения кривошипа, 1/с.

Принимая за положительное направление направление действия ускорения свободного падения, максимальное ускорение точки А в верхней мертвой точке $j_{\text{макс}}^{\text{ВМТ}}$ таково ($j_{\text{макс}}^{\text{ВМТ}}$ действует на штанги при их ходе вниз; $j_{\text{макс}}^{\text{НМТ}}$ действует на штанги при их ходе вверх):

$$j_{\text{макс}}^{\text{ВМТ}} = -\omega^2 r \frac{a}{b} \frac{\left(1 - \frac{r}{l}\right)}{\sqrt{1-\left(\frac{r}{b}\right)^2}} \frac{\frac{r}{b}}{\arcsin\frac{r}{b}}, \qquad (9.53)$$

а в нижней мертвой точке $j_{\text{макс}}^{\text{НМТ}}$:

$$j_{\text{макс}}^{\text{НМТ}} = \omega^2 r \frac{a}{b} \frac{\left(1 + \frac{r}{l}\right)}{\sqrt{1-\left(\frac{r}{b}\right)^2}} \frac{\frac{r}{b}}{\arcsin\frac{r}{b}}. \qquad (9.54)$$

В соответствии с приближенной теорией работы станка-качалки, учитывающей конечную длину шатуна l, но пренебрегающей кривизной траектории точек А и В, максимальное ускорение в мертвых точках таково:

$$j_{\text{макс}} = \pm\omega^2 r \frac{a}{b}\left(1 \pm \frac{r}{l}\right). \qquad (9.55)$$

Из сравнения выражений (9.52) и (9.55) следует, что в приближенной теории сомножитель

$$\frac{\frac{r}{b}}{\sqrt{1-\left(\frac{r}{b}\right)^2}\arcsin\frac{r}{b}} = 1. \qquad (9.56)$$

Оценим, насколько результаты по приближенной теории отличаются от таковых по точной. Для серийно выпускаемых станков-

качалок отношение $\frac{r}{b}$ изменяется в ограниченных пределах, составляя, в среднем, величину, равную $\frac{r}{b} = 0{,}314$.

Рассчитаем численную величину левой части выражения (9.56) при $\frac{r}{b} = 0{,}314$:

$$\frac{0{,}314}{\sqrt{1-(0{,}314)^2}\,\arcsin 0{,}314} = \frac{0{,}314}{0{,}94942 \cdot 0{,}31941} = 1{,}035.$$

Таким образом, величина $j_{\text{макс}}$ по приближенной теории примерно на 3,5% ниже таковой по точной, что допустимо при проведении многих практических расчетов.

В соответствии с (9.55), опуская знак минус, запишем для верхней мертвой точки $j_{\text{макс}}^{\text{ВМТ}}$ (для хода штанг вниз $j_{\text{макс}}^{\text{н}}$)

$$j_{\text{макс}}^{\text{ВМТ}} = j_{\text{макс}}^{\text{н}} = \omega^2 r \frac{a}{b}\left(1 - \frac{r}{l}\right), \tag{9.57}$$

для нижней мертвой точки $j_{\text{макс}}^{\text{НМТ}}$ (для хода штанг вверх $j_{\text{макс}}^{\text{в}}$):

$$j_{\text{макс}}^{\text{НМТ}} = j_{\text{макс}}^{\text{в}} = \omega^2 r \frac{a}{b}\left(1 + \frac{r}{l}\right). \tag{9.58}$$

Данные выражения (9.57) и (9.58) и будут использованы в дальнейшем изложении.

9.3.7. РЕЖИМЫ РАБОТЫ СКВАЖИННОЙ ШТАНГОВОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ. ФАКТОР ДИНАМИЧНОСТИ

В зависимости от некоторых технологических характеристик работы СШНУ различают статический и динамический режим ее работы.

Для статических режимов работы установки динамические составляющие в общей нагрузке, действующей на колонну штанг, являются небольшими и не оказывают значительного влияния на работу всей системы. Если же динамические составляющие существенны по величине, они приводят к значительным отличиям в работе СШНУ. Режимы работы установки, при которых динамические составляющие существенны, называются динамическими.

Критерием оценки режима работы установки является параметр динамического подобия, называемый параметром Коши — $\varphi(\mu)$:

$$\varphi = \frac{\omega H}{\alpha}, \tag{9.59}$$

где ω — угловая скорость вращения кривошипа, 1/с;

H — длина колонны штанг (глубина спуска насоса), м;

a — скорость звука в колонне штанг, м/с.

Скорость звука зависит от конструкции штанговой колонны и может быть принята:
для одноразмерной колонны a = 4600 м/с;
для двухразмерной колонны a = 4900 м/с;
а для трехразмерной — 5300 м/с.

Параметр Коши можно использовать для разделения режимов работы установки на статические и динамические. Очевидно, что для такого разделения необходимо принять определенную (граничную) числовую величину параметра Коши. Введем понятие фактора динамичности. Фактор динамичности m характеризуется отношением инерционного ускорения j к ускорению свободного падения g:

$$m = \frac{j}{g}. \tag{9.60}$$

Выражая угловую скорость вращения кривошипа ω через число качаний

$$\omega = \frac{\pi n}{30}, \tag{9.61}$$

где n — число качаний, 1/мин,
параметр Коши запишем в виде:

$$\varphi = \frac{\pi n H}{30\alpha}. \tag{9.62}$$

Произвольное увеличение числа качаний приводит к превышению инерционного ускорения j над ускорением свободного падения g, и фактор динамичности становится больше единицы, что резко повышает аварийность штанговой колонны. При проектировании режимов работы установки необходимо выполнять следующее условие:

$$m = \frac{j}{g} \le 1. \tag{9.63}$$

Режим работы установки при m = 1 будем называть критическим, а соответствующее этому условию число качаний обозначим через $n_{кр}$. Как следует из рис. 9.6, перемещение точки А от одной

мертвой точки до другой есть не что иное, как длина хода полированного штока S, которая такова:

$$S = 2r\frac{a}{b}. \tag{9.64}$$

Перепишем выражения (9.58) и (9.57) с учетом (9.61) и (9.64) в виде: при ходе точки А вверх $j^{в}_{макс}$

$$j^{в}_{макс} = \frac{\pi^2 n^2}{2 \cdot 900} S\left(1 + \frac{r}{l}\right), \tag{9.65}$$

при ходе точки А вниз $j^{н}_{макс}$

$$j^{н}_{макс} = \frac{\pi^2 n^2}{2 \cdot 900} S\left(1 - \frac{r}{l}\right). \tag{9.66}$$

Подставляя выражения (9.65) и (9.66) в (9.63), получаем: при ходе точки А вверх $m_{в}$

$$m_{в} = \frac{\pi^2 n^2 S\left(1 + \frac{r}{l}\right)}{2 \cdot 900 \cdot g} = 1,$$

при ходе точки А вниз $m_{н}$

$$m_{н} = \frac{\pi^2 n^2 S\left(1 - \frac{r}{l}\right)}{2 \cdot 900 \cdot g} = 1,$$

откуда найдем критические числа качаний при ходе вверх $n_{кр.в}$, вниз — $n_{кр.н}$ (при $\pi = 3{,}14, g = 9{,}81$):

$$n_{кр.в} = 42{,}32\sqrt{\frac{1}{S\left(1 + \frac{r}{l}\right)}}, \tag{9.67}$$

$$n_{кр.н} = 42{,}32\sqrt{\frac{1}{S\left(1 - \frac{r}{l}\right)}}. \tag{9.68}$$

Как следует из сравнения (9.67) и (9.68), критическое число качаний при ходе вниз больше такового при ходе вверх. Поэтому при проектировании эксплуатации скважин установками штанговых насосов принимают меньшее критическое число качаний, т.е. критическое число качаний при ходе вверх — $n_{кр.в}$.

Критическое значение параметра Коши $\varphi_{кр}$ является границей допустимых режимов работы установки и записывается в соответствии с (9.62) следующим образом:

$$\varphi_{кр} = \frac{\pi n_{кр.в} H}{30a}, \qquad (9.69)$$

где $n_{кр.в}$ — критическое число качаний при ходе вверх.

Как уже отмечалось, параметр Коши может быть использован и для разделения режимов работы установки на статические и динамические. Совершенно очевидно, что для такого разделения необходимо принять определенную числовую величину параметра Коши. Примем, что к статическим режимам относятся такие, для которых фактор динамичности меньше 0,5, а к динамическим — те, для которых $m \geq 0{,}5$. Таким образом, границу между статическими и динамическими режимами по параметру Коши $\varphi_{гр}$ можно установить, принимая n в выражении (9.62) равным 0,5 $n_{кр.в}$ и обозначая его $n_{гр}$:

$$n_{гр} = 0{,}5 \cdot n_{кр.в}. \qquad (9.70)$$

В результате получаем:

$$\varphi_{гр} = \frac{\pi n_{кр.в} H}{60a}, \qquad (9.71)$$

где $\varphi_{гр}$ — граничная величина параметра Коши.

Если $\varphi_{ф} < \varphi_{гр}$, то режим работы установки статический; если же $\varphi_{ф} \geq \varphi_{гр}$, то режим работы установки динамический ($\varphi_{ф}$ — фактический параметр Коши для рассматриваемого режима работы установки, рассчитываемый по выражению (9.62)).

Подставляя $n_{кр.в}$ из (9.67) в зависимость (9.71), окончательно получаем:

$$\varphi_{гр} = 2{,}217 \frac{H\sqrt{\dfrac{1}{S(1+r/l)}}}{a}. \qquad (9.72)$$

Как показывают расчеты, для наиболее распространенных условий работы штанговых установок при эксплуатации скважин граничная величина параметра Коши может быть ориентировочно принята равной

$$\varphi_{гр} = 0{,}4. \qquad (9.73)$$

9.3.8. НАГРУЗКИ, ДЕЙСТВУЮЩИЕ НА КОЛОННУ ШТАНГ

Для выяснения нагрузок, действующих на колонну штанг (в ТПШ) в течение насосного цикла, рассмотрим схему, представлен-

ную на рис. 9.7. В общем случае на колонну штанг действуют следующие нагрузки (при ходе вверх):

1. От собственной силы тяжести штанг в смеси (жидкости) — $G_{\text{шт. см}}$.
2. От силы тяжести смеси (жидкости) в колонне НКТ — $G_{\text{см. т}}$.
3. От давления на устье в колонне НКТ — $G_{\text{ру}}$.
4. От трения колонны штанг о НКТ, плунжера в цилиндре, а также от гидродинамического трения продукции скважины в трубах — $G_{\text{тр}}$ (при ходе вверх), $G'_{\text{тр}}$ (при ходе вниз).

Направление указанных сил совпадает с направлением ускорения свободного падения. Кроме этих сил, на колонну штанг (плунжер) действуют следующие силы с противоположным знаком:

5. От давления в затрубном пространстве скважины — $G_{\text{рз}}$.
6. От силы тяжести жидкости (смеси) в затрубном пространстве — $G_{\text{см. з}}$.

При ходе штанг (плунжера) вверх всасывающий клапан открыт, а нагнетательный — закрыт и нагрузка, действующая на плунжер (штанги) со стороны НКТ (труб) $G_{\text{т}}$, такова (см. рис. 9.7):

$$G_{\text{т}} = G_{\text{см. т}} + G_{\text{ру}}, \tag{9.74}$$

а со стороны затрубного пространства $G_{\text{з}}$:

$$G_{\text{з}} = (G_{\text{см. з}} + G_{\text{рз}}). \tag{9.75}$$

При ходе штанг (плунжера) вниз нагнетательный клапан открыт, а всасывающий — закрыт и нагрузки, действующие на плунжер (штанги) как со стороны НКТ (труб) $G_{\text{т}}$, так и со стороны затрубного пространства $G_{\text{з}}$, равны нулю. При этом такте (нагнетания) нагрузка ($G_{\text{т}} - G_{\text{з}}$) действует на колонну НКТ (труб).

Силы, рассмотренные выше, являются преобладающими при статическом режиме работы установки. При динамическом режиме, кроме рассмотренных, существенными являются следующие силы:

1. Инерционные — $G_{\text{ин}}$.
2. Вибрационные — $G_{\text{виб}}$.

Таким образом, при ходе вверх максимальная нагрузка, действующая в ТПШ, такова:

$$G_{\text{макс}} = G_{\text{шт. см}} + G_{\text{см. т}} + G_{\text{ру}} + G_{\text{тр}} - G_{\text{гз}} - G_{\text{см. з}} + G_{\text{ин}} + G_{\text{виб}}. \tag{9.76}$$

При ходе вниз нагрузка, действующая в ТПШ, минимальна и такова:

$$G_{\text{мин}} = G_{\text{шт. см}} - G'_{\text{тр}} - G_{\text{ин}} - G_{\text{виб}}. \tag{9.77}$$

При ходе вниз нагрузка ($G_{\text{т}} - G_{\text{з}}$) действует на колонну НКТ, т.к. всасывающий клапан закрыт, а нагнетательный клапан открыт.

Рассмотрим более подробно нагрузки, действующие в ТПШ при статическом режиме работы установки.

Нагрузка от веса штанг в смеси (при необходимости здесь же можно учесть дополнительно вес пластинчатых скребков, центраторов и др., вес отложившегося парафина и т.д.) будет:

$$G_{\text{шт. см}} = f_{\text{шт}} H_{\text{сп}} \rho_{\text{шт}} g\, b, \qquad (9.78)$$

где $f_{\text{шт}}$ — площадь поперечного сечения колонны штанг, м²;

$H_{\text{сп}}$ — длина колонны штанг, м;

$\rho_{\text{шт}}$ — плотность материала штанг, кг/м³;

g — ускорение свободного падения, м/с²;

b — коэффициент плавучести штанг в смеси (при $P_y = 0$)

$$b = \frac{\rho_{\text{шт}} - \rho_{\text{см.т}}}{\rho_{\text{шт}}}, \qquad (9.79)$$

$\rho_{\text{см. т}}$ — средняя плотность смеси (жидкости) в колонне НКТ, кг/м³.

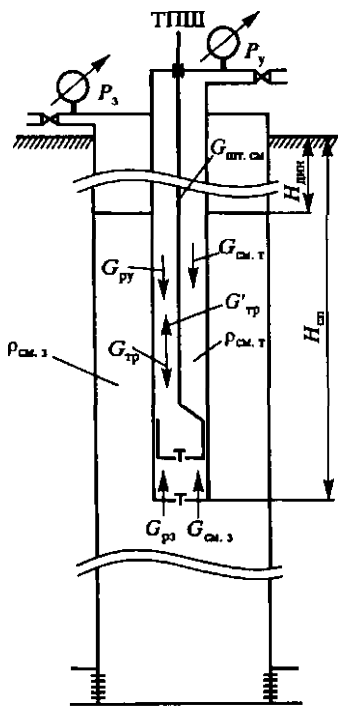


Рис. 9.7. К расчету нагрузок, действующих на колонну штанг

Соединение штанг с плунжером осуществляется с помощью клетки клапана; при этом на нижней торец штанг действует гидростатическое давление P, равное сумме гидростатического давления от веса столба смеси в НКТ $P_{см.т}$ и устьевого давления $P_у$

$$P = P_{см.т} + P_у \tag{9.80}$$

или

$$P = \rho_{см.т} g H_{сп} + P_у. \tag{9.81}$$

Таким образом, нагрузка от веса штанг в смеси $G_{шт.см}$ будет таковой:

$$G_{шт.см} = G_{шт} - f_{шт} P, \tag{9.82}$$

где $G_{шт}$ — вес колонны штанг в воздухе, Н;

$f_{шт}$ — площадь поперечного сечения штанг, м^2.

Вес колонны штанг в воздухе $G_{шт}$:

$$G_{шт} = f_{шт} \rho_{шт} g H_{сп}. \tag{9.83}$$

Подставляя (9.81) и (9.83) в (9.82), после некоторых преобразований получим:

$$G_{шт.см} = f_{шт}\rho_{шт} g H_{сп} - f_{шт}\left(\rho_{см.т} g H_{сп} + P_у\right) =$$

$$= f_{шт}\rho_{шт} g H_{сп}\left[1 - \frac{\rho_{см.т}}{\rho_{шт}}\left(1 + \frac{P_у}{\rho_{см.т} g H_{сп}}\right)\right]$$

или окончательно:

$$G_{шт.см} = G_{шт}\left[1 - \frac{\rho_{см.т}}{\rho_{шт}}\left(1 + \frac{P_у}{\rho_{см.т} g H_{сп}}\right)\right] = G_{шт} \cdot b', \tag{9.84}$$

где b' — коэффициент «плавучести» штанг в смеси при $P_у > 0$:

$$b' = 1 - \frac{\rho_{см.т}}{\rho_{шт}}\left(1 + \frac{P_у}{\rho_{см.т} g H_{сп}}\right). \tag{9.85}$$

Нагрузка от веса столба смеси (жидкости) в НКТ:

$$G_{см.т} = F H_{сп} \rho_{см.т} g, \tag{9.86}$$

где F — площадь поперечного сечения плунжера насоса, м^2.

Нагрузка от давления на устье скважины:

$$G_{ру} = F P_у. \tag{9.87}$$

Нагрузка от давления в затрубном пространстве скважины (давлением от веса столба газа высотой $H_{дин}$ пренебрегаем):

$$G_{\text{рз}} = F P_{\text{з}}, \tag{9.88}$$

где $P_{\text{у}}$, $P_{\text{з}}$ — соответственно давления на устье скважины в НКТ и в затрубном пространстве, Н/м².

Нагрузка от веса столба смеси (жидкости) в затрубном пространстве скважины:

$$G_{\text{см. з}} = F(H_{\text{сп}} - H_{\text{дин}})\,\rho_{\text{см з}}\,g, \tag{9.89}$$

где $H_{\text{дин}}$ — динамический уровень, м;

$\rho_{\text{см. з}}$ — средняя плотность смеси в затрубном пространстве, кг/м³.

Таким образом, при статическом режиме работы установки ($G_{\text{ин}} \approx 0$, $G_{\text{виб}} \approx 0$) максимальная нагрузка при ходе вверх $G_{\text{макс ст}}$ с учетом (9.82), (9.83), (9.85) и (9.87) такова:

$$G_{\text{макс. ст}} = f_{\text{шт}}\rho_{\text{шт}} g H_{\text{сп}}\left[1 - \frac{\rho_{\text{см. т}}}{\rho_{\text{шт}}}\left(1 + \frac{P_{\text{у}}}{\rho_{\text{см. т}} g H_{\text{сп}}}\right)\right] + \\ + F\left[\left(\rho_{\text{см. т}} - \rho_{\text{см. з}}\right) g H_{\text{сп}} + \left(P_{\text{у}} - P_{\text{з}}\right) + \rho_{\text{см з}} g H_{\text{дин}}\right] + G_{\text{тр}}, \tag{9.90}$$

а минимальная нагрузка при ходе вниз $G_{\text{мин ст}}$ такова:

$$G_{\text{мин ст}} = f_{\text{шт}}\rho_{\text{шт}} g H_{\text{сп}}\left[1 - \frac{\rho_{\text{см. т}}}{\rho_{\text{шт}}}\left(1 + \frac{P_{\text{у}}}{\rho_{\text{см. т}} g H_{\text{сп}}}\right)\right] - G'_{\text{тр}}. \tag{9.91}$$

Нагрузка от сил трения складывается из следующих компонентов:

1. От трения плунжера в цилиндре, зависящего от класса посадки.

2. От трения полированного штока в сальнике устьевого оборудования.

3. От трения колонны штанг о внутреннюю поверхность НКТ, зависящего от кривизны скважины, количества точек касания штанг в НКТ, степени натяжения колонны штанг, характера трения («сухое», «полусухое», «жидкостное»), конструкции и состояния колонны штанг и труб и др.

4. От гидродинамического трения, зависящего от свойств продукции, скорости движения, состояния поверхностей и т.п.

Расчет компонентов силы трения должен проводиться для каждого конкретного случая и является достаточно трудоемким; при этом не все компоненты являются в общей силе трения значительными, но требуют для расчета обширной информации, которая не всегда доступна. Проф. А.С. Вирновский для расчета сил трения колонны штанг о внутреннюю поверхность НКТ $G_{\text{шт. т}}$ рекомендует следующую формулу:

$$G_{\text{шт. т}} = \frac{1}{2}\mu\alpha G_{\text{шт}}, \qquad (9.92)$$

где μ — коэффициент «сухого» трения штанг о трубы (сталь о сталь), принимаемый равным 0,25 ÷ 0,30;

α — угол отклонения оси скважины от вертикали, рад;

$G_{\text{шт}}$ — вес колонны штанг в воздухе, Н.

Для приближенной оценки силы трения в штанговой насосной установке при ходе вверх $G_{\text{тр}}$ можно использовать следующую эмпирическую зависимость:

$$G_{\text{тр}} = 2500\,S, \text{ [Н]}, \qquad (9.93)$$

а при ходе вниз $G'_{\text{тр}}$:

$$G'_{\text{тр}} = \frac{2500\ \ S}{\left(1 + \dfrac{G_{\text{см. т}}}{G_{\text{шт}}}\right)}, \text{ [Н]}, \qquad (9.94)$$

где S — длина хода полированного штока, м;

$G_{\text{см. т}}$ — нагрузка от веса столба смеси в НКТ, Н.

Дополнительные нагрузки, действующие в ТПШ при динамическом режиме работы установки $G_{\text{ин}}$ и $G_{\text{виб}}$, будут рассмотрены ниже.

9.3.9. УПРУГИЕ ДЕФОРМАЦИИ ШТАНГ И ТРУБ ПРИ СТАТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ

В процессе насосного цикла на штанги и трубы действуют различные по величине нагрузки, приводящие к их деформации. Во-первых, под действием собственного веса колонна штанг и колонна труб вытягивается соответственно на величины $e_{\text{шт}}$ и $e_{\text{тр}}$:

$$e_{\text{шт}} = \frac{q_{\text{шт}} H_{\text{сп}}^2}{2 f_{\text{шт}} E}\left[1 - \frac{\rho_{\text{см. т}}}{\rho_{\text{шт}}}\left(1 + \frac{P_{\text{у}}}{\rho_{\text{см. т}} g H_{\text{сп}}}\right)\right], \qquad (9.95)$$

$$e_{\text{тр}} = \frac{q_{\text{тр}} H_{\text{сп}}^2}{2 f_{\text{тр}} E}\left(1 - \frac{\rho_{\text{см}}}{\rho_{\text{шт}}}\right), \qquad (9.96)$$

где $q_{\text{шт}}$, $q_{\text{тр}}$ — соответственно вес одного погонного метра штанг и труб с муфтами в воздухе, Н/м²;

$f_{\text{шт}}$, $f_{\text{тр}}$ — соответственно площади поперечного сечения штанг и труб (по металлу), м²;

E — модуль Юнга материала штанг и труб (сталь), Н/м^2;

$\rho_{см}$ — плотность такой смеси, которая создает выталкивающую силу, действующую на трубы и равную реальной силе, при условии, что трубы полностью погружены в эту смесь ($H_{дин} = 0$). В практических расчетах растяжение штанг и труб под действием собственного веса можно не учитывать и принимать длину штанг и труб, равной $H_{сп}$. Учитывая, что трение не является существенной величиной, можно не учитывать и эту силу.

Таким образом, деформация колонн штанг и труб является значительной только под действием нагрузки ($G_т - G_з$). При ходе штанг вверх колонна штанг увеличивает под действием нагрузки ($G_т - G_з$) свою длину на величину $i_{шт}$:

$$i_{шт} = \frac{(G_т - G_з)H_{сп}}{Ef_{шт}}. \qquad (9.97)$$

При ходе вниз нагрузка ($G_т - G_з$) снимается с колонны штанг, вследствие чего длина колонны штанг сокращается на величину $i_{шт}$, и передается на колонну НКТ, под действием которой длина колонны НКТ увеличивается на величину $i_т$:

$$i_т = \frac{(G_т - G_з)H_{сп}}{Ef_{тр}}, \qquad (9.98)$$

где $f_{тр}$ — площадь поперечного сечения труб по металлу, м^2.

В результате этих деформаций перемещение плунжера в цилиндре насоса начнется только тогда, когда ТПШ скомпенсирует за счет перемещения полированного штока вверх удлинение штанг на величину $i_{шт}$ и сжатие труб на величину $i_т$, т.е. полированный шток переместится вверх на величину ($i_{шт} + i_т$) прежде, чем начнется движение плунжера вверх. Обозначим:

$$\lambda = i_{шт} + i_т \qquad (9.99)$$

и назовем величину λ потерями хода плунжера $S_{пл}$ в сравнении с ходом полированного штока S

$$S_{пл} = S - \lambda. \qquad (9.100)$$

Подставляя (9.97), (9.98) в (9.99), получим :

$$\lambda = \frac{(G_т - G_з)H_{сп}}{E}\left(\frac{1}{f_{шт}} + \frac{1}{f_{тр}}\right). \qquad (9.101)$$

Нагрузка от веса штанг является максимальной в ТПШ и нулевой — в месте крепления штанг к плунжеру. При больших глубинах спуска насоса и использовании одноразмерной колонны штанг ($f_{шт}$ = const) нагрузка в ТПШ может оказаться чрезвычайно большой. Для снижения этой нагрузки проектируют ступенчатую колонну штанг, уменьшая поперечное сечение (диаметр) штанг сверху вниз.

Потери хода плунжера для ступенчатой колонны штанг с количеством ступеней «n» таковы:

$$\lambda = \frac{(G_т - G_ж)}{E}\left(\frac{l_1}{f_{шт1}} + \frac{l_2}{f_{шт2}} + ... + \frac{l_n}{f_{шт.\,n}} + \frac{H_{сп}}{f_{тр}}\right), \qquad (9.102)$$

где $l_1, l_2 ..., l_n$ — соответственно длины ступеней штанг с площадью поперечного сечения $f_{шт1}$, $f_{шт2}$, ... , $f_{шт.\,n}$, м. При этом:

$$l_1 + l_2 + ... \; l_n = H_{сп}. \qquad (9.103)$$

При расчете λ для ступенчатой колонны штанг можно использовать средневзвешенную величину площади поперечного сечения штанг

$$f_{шт.\,ср} = \frac{1}{\frac{\varepsilon_1}{f_{шт1}} + \frac{\varepsilon_2}{f_{шт2}} + ... + \frac{\varepsilon_n}{f_{шт.\,n}}}, \qquad (9.104)$$

где ε_1, ε_2, ... ε_n — доли ступеней, из которых состоит колонна штанг ($\varepsilon_1 + \varepsilon_2 + ... \; + \varepsilon_n = 1$).

В этом случае:

$$\lambda = \frac{(G_т - G_ж)H_{сп}}{E}\left(\frac{1}{f_{шт.\,ср}} + \frac{1}{f_{тр}}\right). \qquad (9.105)$$

С целью исключения деформации НКТ ($i_т$ = 0) при работе СШНУ колонна НКТ заякоривается специальным якорем, исключающим ее перемещение. В этом случае потери хода плунжера при работе установки таковы:

$$\lambda = \frac{(G_т - G_ж)H_{сп}}{Ef_{шт}}. \qquad (9.106)$$

Подставляя в зависимости (9.101), (9.102), (9.105) и (9.106) значения $G_т$ из (9.74) и $G_ж$ из (9.75) с учетом (9.86), (9,87), (9.88) и (9.89), окончательно получаем:

$$\lambda = \frac{F\left[\left(\rho_{\text{см. т}} - \rho_{\text{см. з}}\right) g H_{\text{сп}} + \left(P_{\text{у}} - P_{\text{з}}\right) + \rho_{\text{см. з}} g H_{\text{дин}}\right] H_{\text{сп}}}{E} \times$$

$$\times \left(\frac{1}{f_{\text{шт}}} + \frac{1}{f_{\text{тр}}} \right), \qquad (9.107)$$

$$\lambda = \frac{F\left[\left(\rho_{\text{см. т}} - \rho_{\text{см. з}}\right) g H_{\text{сп}} + \left(P_{\text{у}} - P_{\text{з}}\right) + \rho_{\text{см. з}} g H_{\text{дин}}\right]}{E} \times$$

$$\times \left(\frac{l_1}{f_{\text{шт1}}} + \frac{l_2}{f_{\text{шт2}}} + \ldots + \frac{l_n}{f_{\text{шт. }n}} + \frac{H_{\text{сп}}}{f_{\text{тр}}} \right), \qquad (9.108)$$

$$\lambda = \frac{F\left[\left(\rho_{\text{см. т}} - \rho_{\text{см. з}}\right) g H_{\text{сп}} + \left(P_{\text{у}} - P_{\text{з}}\right) + \rho_{\text{см. з}} g H_{\text{дин}}\right] H_{\text{дин}}}{E} \times$$

$$\times \left(\frac{1}{f_{\text{шт. ср}}} + \frac{1}{f_{\text{тр}}} \right), \qquad (9.109)$$

$$\lambda = \frac{F\left[\left(\rho_{\text{см. т}} - \rho_{\text{см. з}}\right) g H_{\text{сп}} + \left(P_{\text{у}} - P_{\text{з}}\right) + \rho_{\text{см. з}} g H_{\text{дин}}\right] H_{\text{сп}}}{E f_{\text{шт}}}. \qquad (9.110)$$

Как следует из приведенных зависимостей, потери хода плунжера при статическом режиме работы СШНУ зависят не только от конструкции колонны штанг и труб и диаметра насоса, но и от ряда технологических параметров, в том числе и задаваемых промысловым инженером ($P_{\text{у}}$, $H_{\text{дин}}$, $H_{\text{сп}}$).

Рассмотрим дополнительные нагрузки, действующие в установке при работе ее в динамическом режиме.

9.3.10. ИНЕРЦИОННЫЕ НАГРУЗКИ ОТ ВЕСА КОЛОННЫ ШТАНГ И ВЕСА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИНЫ. УПРУГИЕ ДЕФОРМАЦИИ ШТАНГ ОТ ИНЕРЦИОННЫХ НАГРУЗОК. ФАКТОР ВЫИГРЫША ХОДА ПЛУНЖЕРА

Сила инерции от веса штанг и веса продукции скважины $G_{\text{ин}}$ такова:

$$G_{\text{ин}} = (M_{\text{шт}} + M_{\text{ж}})\, j, \qquad (9.111)$$

где $M_{шт}$, $M_{ц}$ — соответственно массы штанг и продукции скважины, кг;

j — инерционное ускорение, м/с^2.

Выражая массы через вес, перепишем (9.111) в виде:

$$G_{ин} = (G_{шт} b' + G_{ц}) \frac{j}{g}, \tag{9.112}$$

$$G_{ц} = G_{т} - G_{з}, \tag{9.113}$$

где $G_{шт}$, $G_{ц}$ — соответственно нагрузки от веса штанг в воздухе и веса продукции, Н,

$G_{т}$, $G_{з}$ — соответственно нагрузки от веса продукции в трубах и затрубном пространстве, Н,

b' — коэффициент плавучести штанг в продукции скважины, рассчитываемый по (9.85).

Подставляя в (9.112) соответствующие инерционные ускорения (ускорение по (9.65) действует в нижней мертвой точке, поэтому его необходимо использовать для хода вверх, а ускорение по (9.66) — для хода вниз), получаем

при ходе вверх $G_{ин.в}$:

$$G_{ин.в} = \frac{(G_{шт} b' + G_{ц})}{g} \frac{\pi^2 n^2}{2 \cdot 900} S \left(1 + \frac{r}{l}\right), \tag{9.114}$$

при ходе вниз $G_{ин.н}$ (нагрузка $G_{ц} = 0$):

$$G_{ин.н} = \frac{G_{шт} b'}{g} \frac{\pi^2 n^2}{2 \cdot 900} S \left(1 - \frac{r}{l}\right). \tag{9.115}$$

При ходе вверх инерционная нагрузка максимальна в верхней мертвой точке, а направление ее действия противоположно направлению действия силы тяжести. Под действием этой нагрузки колонна штанг сжимается, что приводит к дополнительному пробегу плунжера в цилиндре в сравнении с ходом полированного штока. Этот дополнительный пробег $e_{в}$ за счет сжатия колонны штанг при ходе плунжера вверх таков:

$$e_{в} = \frac{(G_{шт} b' + G_{ц}) \pi^2 n^2 S \left(1 + \frac{r}{l}\right) H_{сп}}{2 \cdot 2 \cdot 900 E f_{шт} g}. \tag{9.116}$$

При ходе вниз направление действия сил инерции штанг совпадает с направлением действия силы тяжести. Под действием этой

нагрузки колонна штанг растягивается, что приводит к дополнительному пробегу плунжера в цилиндре в сравнении с ходом полированного штока. Этот дополнительный пробег $e_{н}$ за счет растяжения колонны штанг при ходе плунжера вниз таков:

$$e_{н} = \frac{G_{шт} b' \pi^2 n^2 S \left(1 - \frac{r}{l}\right) H_{сп}}{2 \cdot 2 \cdot 900 \cdot E f_{шт} g}. \qquad (9.117)$$

За насосный цикл суммарный дополнительный пробег плунжера за счет упругих деформаций колонны штанг под действием сил инерции составляет

$$\lambda_{ин} = e_{в} + e_{н}. \qquad (9.118)$$

Подставляя (9.116) и (9.117) в (9.118), получаем:

$$\lambda_{ин} = \frac{H_{сп} \pi^2 n^2 S}{2 \cdot 2 \cdot 900 \cdot E f_{шт} g} \left[\left(G_{шт} b' + G_{п}\right) \left(1 + \frac{r}{l}\right) + G_{шт} b' \left(1 - \frac{r}{l}\right) \right]$$

или после некоторых преобразований:

$$\lambda_{ин} = \frac{H_{сп} \pi^2 n^2 S}{2 \cdot 900 \cdot E f_{шт} g} \left[G_{шт} b' + \frac{G_{п}}{2} \left(1 + \frac{r}{l}\right) \right]. \qquad (9.119)$$

Таким образом, длина хода плунжера $S_{пл}$ в общем случае такова:

$$S_{пл} = S - \lambda + \lambda_{ин}, \qquad (9.120)$$

где λ — упругие деформации штанг при статическом режиме работы, м;

$\lambda_{ин}$ — увеличение длины хода плунжера за счет упругих деформаций штанг под действием инерционных нагрузок, м;

S — длина хода полированного штока, м.

Подставляя в (9.120) выражение (9.119) и принимая $\pi = 3{,}1416$, а $g = 9{,}81$, получаем:

$$S_{пл} = S + \frac{H_{сп} S n^2}{1789 \cdot E f_{шт}} \left[G_{шт} b' + \frac{G_{п}}{2} \left(1 + \frac{r}{l}\right) \right] - \lambda =$$

$$= S \left\{ 1 + \frac{H_{сп} n^2}{1789 E f_{шт}} \left[G_{шт} b' + \frac{G_{п}}{2} \left(1 + \frac{r}{l}\right) \right] \right\} - \lambda. \qquad (9.121)$$

Обозначим через K выражение:

$$K = 1 + \frac{H_{сп} n^2}{1789 E f_{шт}} \left[G_{шт} b' + \frac{G_п}{2} \left(1 + \frac{r}{l} \right) \right] \qquad (9.122)$$

и назовем это выражение **фактором выигрыша хода плунжера** под действием инерционных нагрузок.

С учетом этого длина хода плунжера составляет:

$$S_{пл} = SK - \lambda. \qquad (9.123)$$

Если не учитывать инерцию продукции скважины при ходе плунжера вверх ($G_п = 0$), фактор выигрыша хода K' будет таковым:

$$K' = 1 + \frac{H_{сп} n^2 G_{шт} b'}{1789 E f_{шт}}. \qquad (9.124)$$

Так как теоретическая подача плунжерного скважинного насоса, кроме прочего, зависит от площади поперечного сечения плунжера F насоса и длины хода плунжера $S_{пл}$ (см. зависимость (9.7), а упругие деформации колонны штанг λ также зависят от F (см. зависимости (9.107)÷(9.110), практический интерес представляет задача влияния площади поперечного сечения плунжера F (диаметра плунжера $D_{пл}$) на теоретическую подачу насоса $Q_т$ с учетом упругих деформаций колонны штанг.

9.3.11. УСЛОВИЯ ПОЛУЧЕНИЯ МАКСИМАЛЬНОЙ ТЕОРЕТИЧЕСКОЙ ПОДАЧИ ПЛУНЖЕРНОГО НАСОСА

Рассмотрим данную задачу для двух случаев: при статическом и динамическом режимах работы установки.

1. Статический режим работы установки (влияние на упругие деформации только веса продукции скважины).

Потери хода плунжера от упругих деформаций в соответствии с (9.101) и с учетом (9.74), (9.75), (9.86), (9.87), (9.88) таковы :

$$\lambda = \frac{F \left[\left(\rho_{см.т} - \rho_{см.з} \right) g H_{сп} + \left(P_у - P_з \right) + \rho_{см.з} g H_{liy} \right] H_{сп}}{E} \times$$

$$\times \left(\frac{1}{f_{шт}} + \frac{1}{f_{тр}} \right). \qquad (9.125)$$

Обозначим в (9.125) следующий сомножитель через R:

$$R = \frac{H_{сп}\left[\left(\rho_{см.т} - \rho_{см.з}\right)gH_{сп} + \left(P_у - P_з\right) + \rho_{см.з}gH_{дин}\right]}{E}\left(\frac{1}{f_{шт}} + \frac{1}{f_{тр}}\right) \quad (9.126)$$

и перепишем выражение (9.125) в виде:

$$\lambda = F\,R\,. \quad (9.127)$$

Подставим λ из (9.127) в выражение (9.100):

$$S_{пл} = S - FR\,, \quad (9.128)$$

а выражение (9.128) в формулу (9.7):

$$Q_т = 1440\,n\,F\,(S - FR). \quad (9.129)$$

Найдем первую производную от (9.129) по F и приравняем ее к нулю:

$$\frac{dQ_т}{dF} = 1440 \cdot n(S - 2FR) = 0\,. \quad (9.130)$$

Так как $1440 \cdot n \neq 0$, следовательно,

$$S - 2FR = 0. \quad (9.131)$$

Подставляя λ из (9.127) в (9.131), получаем:

$$S - 2\lambda = 0,$$

откуда

$$\lambda = \frac{S}{2}\,. \quad (9.132)$$

Таким образом, максимальная теоретическая подача $Q_{т\,макс}$ плунжерного насоса может быть получена в статическом режиме работы установки в случае, когда площадь поперечного сечения плунжера (а соответственно и его диаметр — $D_{пл}$) подобрана таким образом, что упругие деформации колонны штанг за счет веса продукции скважины равны половине длины хода полированного штока.

Подставляя (9.132) в выражение (9.125) и решая относительно F, получаем:

$$F\left(Q_{т\,макс}\right) = \frac{SE}{2H_{сп}\left[\left(\rho_{см\,т} - \rho_{см\,з}\right)gH_{сп} + \left(P_у - P_з\right) + \rho_{см.з}gH_{дин}\right]\left(\frac{1}{f_{шт}} + \frac{1}{f_{тр}}\right)} \quad (9.133)$$

или для диаметра плунжера $D_{пл}$:

$$D_{пл}\left(Q_{т\ макс}\right)=0,798\times$$

$$\times\sqrt{\frac{SE}{H_{сп}\left[\left(\rho_{см}-\rho_{см.\,э}\right)gH_{сп}+\left(P_{у}-P_{з}\right)+\rho_{см.\,э}gH_{дин}\right]\left(\frac{1}{f_{шт}}+\frac{1}{f_{тр}}\right)}}. \tag{9.134}$$

Увеличение диаметра плунжера за пределы вычисленного по формуле (9.134) приведет при статическом режиме работы установки к снижению теоретической подачи насоса вследствие возрастания потерь хода плунжера от упругих деформаций.

2. Динамический режим работы установки (влияние на упругие деформации веса продукции скважины и сил инерции).

Подставим выражения (9.123) для $S_{пл}$ и (9.127) для λ в формулу (9.7):

$$Q_{т}=1440\,n\,F\,(SK-FR)\,. \tag{9.135}$$

Найдем первую производную от (9.135) и приравняем ее к нулю:

$$\frac{dQ_{т}}{dF}=1440\cdot n(SK-2FR)=0\,, \tag{9.136}$$

откуда $SK-2FR=0$ или с учетом (9.127):

$$SK-2\lambda=0$$

$$\lambda=\frac{SK}{2}\,, \tag{9.137}$$

где K — фактор выигрыша хода, рассчитываемый по (9.122) или (9.124).

Подставляя (9.137) в (9.125) и решая относительно F, получаем:

$$F\left(Q_{т\ макс}\right)=$$

$$=\frac{SKE}{2H_{сп}\left[\left(\rho_{см.\,т}-\rho_{см.\,э}\right)gH_{сп}+\left(P_{у}-P_{з}\right)+\rho_{см.\,э}gH_{дин}\right]\left(\frac{1}{f_{шт}}+\frac{1}{f_{тр}}\right)} \tag{9.138}$$

или для диаметра плунжера:

$$D_{\text{пл}}\left(Q_{\text{т макс}}\right)=0{,}798\times$$

$$\times\sqrt{\frac{SKE}{H_{\text{сп}}\left[\left(\rho_{\text{см}}-\rho_{\text{см. з}}\right)gH_{\text{сп}}+\left(P_{\text{у}}-P_{\text{з}}\right)+\rho_{\text{см. з}}gH_{\text{дин}}\right]\left(\frac{1}{f_{\text{шт}}}+\frac{1}{f_{\text{тр}}}\right)}}. \quad (9.139)$$

Таким образом, зависимости (9.134) и (9.139) могут использоваться в соответствии с проектируемым режимом работы установки для расчета диаметра плунжера с целью получения максимальной теоретической подачи глубинного насоса.

9.3.12. ВИБРАЦИОННЫЕ НАГРУЗКИ

Если какой-либо механической системе сообщить возмущение путем приложения к ней силы, то в системе возникнут колебательные процессы, являющиеся одним из видов динамических нагрузок. Если рассматривать длинную колонну штанг в качестве гибкой нити, конец которой намертво закреплен (у плунжера), то приложение к ней силы на одном конце вызывает колебательное движение, передающее приложенную силу другому концу колонны штанг. Это колебательное движение имеет вид продольной волны, скорость распространения которой равна скорости звука в материале штанг. Достигая другого конца штанг, продольная волна отражается и возвращается в исходную точку.

Если к колонне штанг приложен единственный импульс силы, то колебания со временем погаснут вследствие сопротивления колонны штанг распространению волны, связанного с трением. Если же импульсы силы, действующие на колонну штанг, периодически повторяются, то могут возникать следующие принципиальные случаи колебательного процесса:

1. Амплитуды колебаний складываются и результирующее усилие увеличивается — синхронные колебания.

2. Амплитуды колебаний складываются и результирующее усилие снижается (при определенных условиях вплоть до нуля) — асинхронные колебания.

В зависимости от угла сдвига фаз и амплитуды колебаний может быть бесчисленное множество комбинаций, возникающих в результате взаимодействия колебаний. Если колонна штанг подвержена колебаниям определенной частоты и амплитуды и на нее накладывается другое коле-

бание той же частоты и амплитуды, что и первое, то при совпадении фаз этих колебаний амплитуда результирующего колебания увеличится вдвое по сравнению с первоначальной, и это явление называется резонансом. Если сдвиг по фазе между первым и вторым колебаниями одинаковой частоты и амплитуды составляет 180°, то колебания взаимно гасятся. Совершенно очевидно, что асинхронные колебания являются желательными с целью снижения нагрузки на штанги.

Рассматривая условия работы колонны штанг, можно выделить два вида колебаний:

1. Естественные (собственные, свободные).

2. Вынужденные (возбуждаемые работой наземного оборудования).

Частота собственных колебаний стальной колонны штанг f_c может быть рассчитана по следующей формуле:

$$f_c = 72230/L, \tag{9.140}$$

где L — длина колонны штанг, м;

f_c — частота собственных колебаний, 1/мин;

72230 — размерный числовой коэффициент, зависящий от скорости звука в материале колонны штанг, м/мин.

Период собственных колебаний t_c:

$$t_c = \frac{4L}{a}, \ [\text{с}], \tag{9.141}$$

где a — скорость звука в материале штанг, м/с;
а период вынужденных колебаний $t_в$:

$$t_в = \frac{60}{n}, \ [\text{с}], \tag{9.142}$$

где n — частота откачки (число двойных качаний балансира), 1/мин.

В зависимости от интервалов времени, через которые на систему, имеющую собственные колебания, накладываются вынужденные колебания, различают колебание первого, второго и т.д. порядков. Колебание первого порядка — это такие колебания, при которых на систему, под действием собственных колебаний, накладываются вынужденные колебания через интервалы, равные частоте собственных колебаний. Колебания второго порядка — это такие колебания, при которых на систему с собственными колебаниями накладываются вынужденные колебания через интервалы, равные половине частоты собственных колебаний. Для колебаний третьего порядка эти интервалы равны одной трети частоты собственных колебаний и т.д.

На рис. 9.8 представлены взаимосвязи частоты откачки «n» и длины колонны штанг «L» при синхронных (пунктирные линии) и асинхронных (сплошные линии) колебаниях первого, второго, третьего, четвертого и т.д. порядков (обозначены соответствующими цифрами на кривых). Совершенно очевидно, что наиболее желательными являются асинхронные колебания более высокого порядка, при которых снижается число двойных ходов «n» для заданной длины колонны штанг и снижаются динамические нагрузки на штанги.

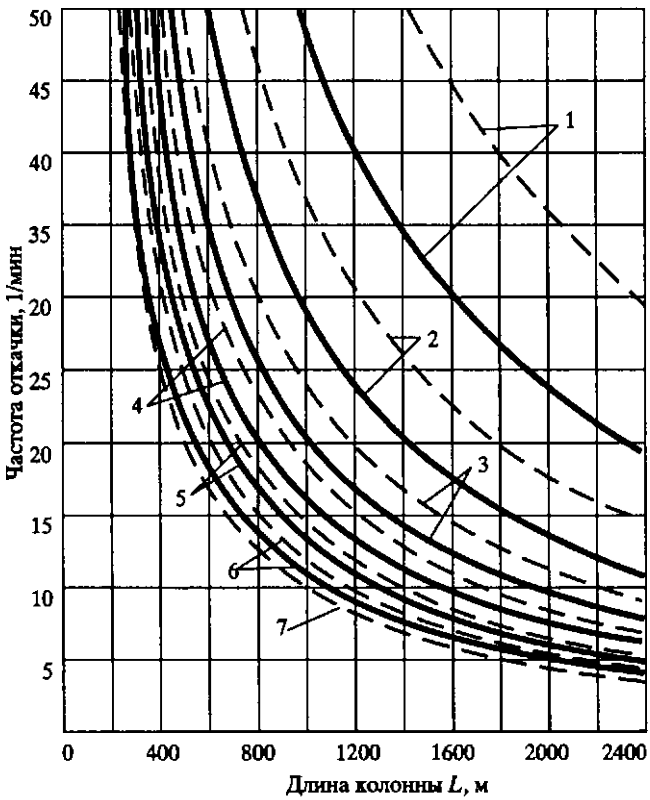


Рис. 9.8. Зависимость частоты откачки от длины штанговой колонны для колебаний различных порядков:

1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 — соответственно для колебаний первого, второго, третьего и т.д. порядков; _ _ _ _ — синхронные колебания; ——— — асинхронные колебания

Колебательные процессы в штангах связаны не только с работой поверхностного оборудования, но и с работой клапанов глубинного насоса. Влияние колебаний, связанных с работой клапанов глубинного насоса, в значительной степени зависит от откачиваемой продукции скважины. При откачке насосом газожидкостной смеси передача нагрузки от штанг к трубам происходит достаточно медленно вследствие сжатия газожидкостной смеси в начале хода плунжера вниз и не приводит к возникновению колебаний. В этом случае колебания возникают только в момент начала хода плунжера вверх (в момент приложения нагрузки от веса продукции скважины).

Вибрационные нагрузки распределяются по колонне штанг приблизительно равномерно. Не следует упускать из вида, что колонна штанг работает в сложной взаимосвязанной системе, состоящей из упругих столбов продукции скважины и колонны НКТ. Взаимодействие этих упругих элементов системы достаточно сложно, что отражается на виде уравнений соответствующих элементов.

Вибрационные нагрузки определенным образом влияют на вид динамограмм, фиксируемых у полированного штока (в ТПШ).

На практике часто поломки штанг происходят, казалось бы, без видимых причин; при этом замена штанг на новые не приводит к желаемым результатам — штанги ломаются вновь. Изменение частоты откачки в этом случае может привести к прекращению поломок. В ряде случаев изменение частоты откачки не приводит к прекращению поломок; по-видимому, в этих случаях превалирующее значение имеют другие факторы, действующие наряду с колебаниями.

9.3.13. ФОРМУЛЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ НАГРУЗОК

К экстремальным будем относить нагрузки, действующие в ТПШ при ходе полированного штока вверх — максимальная нагрузка $G_{\text{макс}}$ и при ходе полированного штока вниз — минимальная нагрузка $G_{\text{мин}}$:

$$G_{\text{макс}} = G'_{\text{шт}} + G_{\text{ж}} + G_{\text{тр}} + G_{\text{ин. в}} + G_{\text{виб. в}}, \tag{9.143}$$

$$G_{\text{мин}} = G'_{\text{шт}} - G'_{\text{тр}} - G_{\text{ин. н}} - G_{\text{виб. н}}. \tag{9.144}$$

Следует отметить, что все известные формулы для расчета экстремальных нагрузок являются приближенными, т.к. получены при определенных допущениях и упрощении реальной физики сложных процессов, происходящих при откачке СШНУ продукции скважины.

Из всех приближенных формул для расчета экстремальных нагрузок за насосный цикл наилучшими являются формулы проф. А.С. Вирновского, которые по точности удовлетворяют любым практическим требованиям в широком диапазоне эксплуатационных условий.

Максимальные нагрузки

Формула А.С. Вирновского:

$$G_{\text{макс}} = G'_{\text{шт}} + G'_{\text{п}} + \frac{1}{3}(G_{\text{шт}} + 0{,}3\varepsilon G_{\text{ж}})\alpha_1 \frac{D_{\text{пл}}}{d_{\text{шт}}}\sqrt{\frac{S\omega^2}{g}}\times$$

$$\times\sqrt{a_1\psi - \frac{i_{\text{шт}}}{S}} \quad + \alpha_1^2 \frac{\omega^2 S}{2g}\left(a_1 - \frac{2i_{\text{шт}}}{\psi S}\right)\left(1 - \frac{\psi}{2}\right)G_{\text{шт}}, \qquad (9.145)$$

где $G_{\text{шт}}$ — нагрузка от веса колонны штанг в воздухе;

$G'_{\text{п}}$ — нагрузка от веса продукции без учета $P_{\text{у}}$ и $P_{\text{э}}$;

$G_{\text{ж}}$ — нагрузка от веса столба жидкости в трубах, определяемая по глубине спуска насоса;

ε — коэффициент, определяемый так:

$$\varepsilon = \frac{F_{\text{пл}} - f_{\text{шт}}}{f'_{\text{т}} - f_{\text{шт}}}, \qquad (9.146)$$

$F_{\text{пл}}$ — площадь поперечного сечения плунжера;

$f_{\text{шт}}$ — площадь поперечного сечения штанг;

$f'_{\text{т}}$ — площадь проходного сечения НКТ;

α_1, a_1 — коэффициенты, зависящие от кинематики станка-качалки при ходе вверх и определяемые по формулам (приведены в специальных таблицах):

$$\alpha_1 = \frac{\pi}{2\varphi_1}, \qquad (9.147)$$

$$a_1 = \frac{2r}{S}; \qquad (9.148)$$

φ_1 — угол поворота кривошипа от начального (мертвого) положения до момента, при котором скорость точки подвеса штанг при ходе вверх достигает максимума,

r — радиус кривошипа;

ψ — коэффициент, определяемый так:

$$\psi = \frac{f_{\text{тр}}}{f_{\text{тр}} + f_{\text{шт}}}, \qquad (9.149)$$

$f_{тр}$ — площадь поперечного сечения труб по металлу;

$i_{шт}$ — упругие деформации штанг под действием веса продукции скважины;

ω — угловая скорость кривошипа;

S — длина хода полированного штока.

Формула И.М. Муравьева:

$$G_{макс} = G_{жт} + G_{шт}\left(b + \frac{Sn^2}{1440}\right). \tag{9.150}$$

Формула Е. Кемлера:

$$G_{макс} = (G_{жт} + G_{шт})\left(1 + \frac{Sn^2}{1790}\right). \tag{9.151}$$

Формула Д. Слоннеджера:

$$G_{макс} = (G_{жт} + G_{шт})\left(1 + \frac{Sn}{137}\right), \tag{9.152}$$

где $G_{жт}$ — нагрузка от веса столба жидкости над плунжером, определяемая по глубине спуска насоса.

Известен также ряд других формул отечественных и зарубежных авторов.

Минимальные нагрузки

Формула А.С. Вирновского:

$$G_{мин} = G'_{шт} - \frac{1}{3}G_{шт}\alpha_2\frac{D_{пл}}{d_{шт}}\sqrt{\frac{\omega^2 S}{g}}\sqrt{a_2\psi - \frac{i_{шт}}{S}} - , \tag{9.153}$$

$$-\alpha_2^2\frac{\omega^2 S}{2g}\left(a_2 - \frac{2i_{шт}}{\psi S}\right)\left(1 - \frac{\psi}{2}\right)G_{шт}$$

где α_2, a_2 — кинематические коэффициенты А.С. Вирновского при ходе вниз (приведены в специальных таблицах).

Формула К. Миллса:

$$G_{мин} = G_{шт}\left(1 - \frac{Sn^2}{1790}\right). \tag{9.154}$$

Формула Д. Слоннеджера:

$$G_{мин} = 0,75G_{шт} - (G_{шт} + G_{жт})\frac{Sn}{137}. \tag{9.155}$$

Формула Н. Дрэготеску и Н. Драгомиреску:

$$G_{\text{мин}} = G_{\text{шт}} b\left(1 - \frac{Sn}{137}\right). \qquad (9.156)$$

Для расчета $G_{\text{мин}}$ известны и другие формулы. Следует отметить, что формулы Д. Слоннеджера (9.152) и (9.155), а также формула Н. Дрэготеску и Н. Драгомиреску (9.156) справедливы для статического режима работы установки.

В течение насосного цикла деформируются не только штанги, но и трубы. Износ штанг и труб при работе установки представляет серьезную проблему.

9.3.14. ИЗГИБ ШТАНГ И ТРУБ В ТЕЧЕНИЕ НАСОСНОГО ЦИКЛА. ЭФФЕКТ ЛЮБИНСКОГО

Износ штанг и труб в период работы насоса представляет серьезную проблему штанговой насосной эксплуатации. Казалось бы, что проблема износа штанг и труб связана лишь с искривленными скважинами и с изгибом штанг при ходе вниз. Между тем фактически установлено, что, кроме перечисленного, износ связан и с искривлением колонны труб при ходе штанг вверх.

В насосно-компрессорных трубах, закрытых с одной стороны плунжером, внутреннее давление в цилиндре насоса (при ходе штанг вверх) оказывает изгибающее действие на колонну НКТ по типу осевой нагрузки. Труба изгибается в спираль до определенной (нейтральной) точки, выше которой колонна остается прямой. Эффект изгиба колонны НКТ при ходе штанг вверх будем называть эффектом Любинского. Указанное явление было изучено А. Любинским в 1950 г. при рассмотрении поведения бурильных труб в процессе роторного бурения.

К настоящему времени выполнено достаточное количество исследований, связанных с изгибом труб и штанг.

Анализ выполненных исследований позволяет установить основные особенности работы колонны штанг в условиях сжатия и продольного изгиба, которые сводятся к следующему:

— возникновение сложно-напряженного состояния части колонны штанг (труб) на участке сжатия и продольного изгиба (деформация сжатия, изгиба и кручения);

— возникновение дополнительного взаимодействия между изогнутой частью колонны штанг и ограничивающими ее насосно-компрессорными трубами при ходе штанг вниз, а также между изогнутой частью колонны НКТ и штангами при ходе штанг вверх;

— возникновение в течение насосного цикла изменений в ходе плунжера.

Ниже рассмотрим только изгиб штанг, т.к. изгиб колонны НКТ достаточно полно изложен в технической литературе. При определенных допущениях:

— колонна штанг рассматривается как однородный стержень постоянного диаметра;

— длина изогнутого участка равна длине сжатого участка штанг;

— изогнутый участок имеет форму винтовой спирали постоянного закручивания с переменным шагом, увеличивающимся в направлении от плунжера вверх (рис. 9.9);

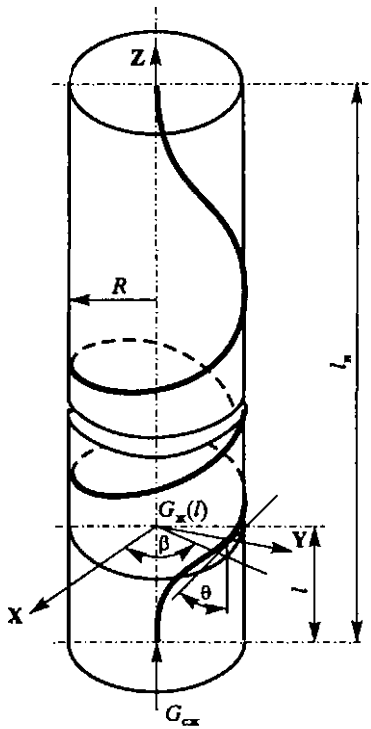


Рис. 9.9. Схематизация изогнутого участка колонны штанг

задача расчета характеристик продольного изгиба сводится к задаче о статической устойчивости однородного вертикального стержня значительной длины и гибкости с закрепленным нижним концом (колонна штанг с плунжером), расположенного внутри кругового цилиндра (колонна НКТ). Решение данной задачи базируется на системе дифференциальных уравнений равновесия (уравнений Кирхгофа).

Ранее доказано, что принцип независимости действия сил для решения задач статики тонких стержней может быть использован в случае, когда величины осевой деформации в сотни раз меньше длины деформируемого стержня, что может быть принято для рассматриваемого нами случая (длина колонны штанг в сотни и более раз больше длины деформируемого участка). Рассматривается следующая схема, моделирующая изогнутый участок штанговой колонны: цилиндрический стержень (колонна штанг) сжат силой $G_{ск}$ и помещен в ограничивающий (вмещающий) цилиндр (колонна НКТ); трение отсутствует.

Для указанной схемы, пренебрегая влиянием условий защемления концов стержня (экспериментальные данные показывают, что условия заделки концов стержня не влияют на характер образующейся винтовой спирали уже на сравнительно небольшом расстоянии от места заделки) и рассматривая равновесие элемента длины деформированного стержня dl относительно осей подвижного естественного трехгранника, можно записать систему уравнений равновесия в скалярной форме:

$$\left.\begin{aligned} \frac{dF_n}{dl} + æF_t - \chi F_b &= -f_n \ , \\ \frac{dF_b}{dl} + \chi F_n &= -f_b \ , \\ \frac{dF_t}{dl} - æF_n &= -f_t \ , \end{aligned}\right\} \qquad (9.157)$$

$$\left.\begin{aligned} \frac{dM_n}{dl} + æM_t - \chi M_b &= F_b \ , \\ \frac{dM_b}{dl} + \chi M_n &= -F_n \ , \\ \frac{dM_t}{dl} - æM_n &= 0 \ , \end{aligned}\right\} \qquad (9.158)$$

где F, M — соответственно внутренние сила и момент, действующие в поперечных сечениях стержня;

f — реакция ограничивающего цилиндра, приходящаяся на единицу длины стержня;

n, b, t — оси подвижного естественного трехгранника, соответственно: главная нормаль, бинормаль и касательная;

æ, χ — соответственно кривизна и кручение пространственной линии (проекции угловой скорости вращения естественного трехгранника на бинормаль и касательную; проекция угловой скорости вращения естественного трехгранника на главную нормаль равна нулю);

$F_n, F_b, F_t; f_n, f_b, f_t; M_n, M_b, M_t$ — соответственно проекции соответствующих усилий (F и f) и моментов (M) на оси естественного трехгранника.

Если пренебречь влиянием на изгиб кручения и сжатия и для малых углов наклона Θ, можно записать следующую зависимость, которая и будет положена в основу дальнейшего рассмотрения:

$$\sin^2 \Theta = \frac{G_{сж}(l) R^2}{2EJ}, \tag{9.159}$$

где Θ — угол, образованный вертикалью и касательной к упругой оси деформированного стержня в точке, находящейся на расстоянии l от плунжера (рис. 9.9);

$G_{сж}(l)$ — сжимающая сила, действующая в данном сечении колонны

$$G_{сж}(l) = G_{сж} - q_{шт.ж}\, l; \tag{9.160}$$

$G_{сж}$ — осевая сжимающая сила, действующая на колонну штанг у плунжера;

$q_{шт.ж}$ — вес единицы длины штанг в жидкости (продукции скважины);

R — радиус винтовой спирали, форму которой принимает изогнутый участок колонны штанг;

E — модуль Юнга материала штанг;

J — экваториальный момент инерции поперечного сечения исследуемого стержня.

Величины R и J вычисляются по следующим зависимостям:

$$R = \frac{D_т - d_{шт}}{2}, \tag{9.161}$$

$$J = \frac{\pi d_{шт}^4}{64}, \tag{9.162}$$

где $D_т$ — внутренний диаметр НКТ (вмещающий цилиндр);

$d_{шт}$ — диаметр штанг.

Осевую деформацию спирально изогнутого участка колонны штанг $\Delta l_{сп}$ можно записать в следующем виде:

$$\Delta l_{сп} = l_{сп} - z_{сп}, \tag{9.163}$$

где $l_{сп}$ — длина спирально изогнутого участка штанг;

$z_{сп}$ — длина проекции этого участка на ось z (для прямолинейной скважины — на ось колонны штанг).

Из уравнения (9.159) можно получить следующие очевидные условия:

$$\left.\begin{array}{ll} \text{при } l = 0 & \sin^2\Theta = \dfrac{G_{сж} R^2}{2EJ}, \\ \text{при } l = l_{сп} & \sin^2\Theta = 0, \end{array}\right\} \tag{9.164}$$

которые графически представлены на рис. 9.10.

Параметрические уравнения винтовой спирали постоянного закручивания с переменным шагом имеют следующий вид:

$$\left.\begin{array}{l} X = R\cos\beta, \\ Y = R\sin\beta, \\ Z = \varphi(R\beta), \end{array}\right\} \tag{9.165}$$

где β — центральный угол между некоторым фиксированным радиусом окружности R в основании ограничивающего цилиндра и текущим радиусом винтовой спирали (рис. 9.9);

$\varphi(R\ \beta)$ — некоторая функция, вид которой может быть представлен исходя из условий (9.164) и показан на рис. 9.10.

Подставляя выражение $G_{сж}(l)$ из (9.160) в (9.159), получим:

$$\sin\Theta = \sqrt{\left(G_{сж} - q_{шт.ж} l\right)\frac{R^2}{2EJ}}. \tag{9.166}$$

Из рис. 9.10 имеем:

$$\operatorname{tg}\Theta = \frac{d(R\beta)}{dz}. \tag{9.167}$$

Для малых углов Θ можно принять

$\operatorname{tg}\Theta \approx \sin\Theta$.

Если это условие справедливо, то его можно переписать с учетом (9.166) и (9.167) в таком виде:

$$\frac{d(R\beta)}{dz} = \sqrt{\left(G_{\text{ск}} - q_{\text{шт. ж}} l\right)\frac{R^2}{2EJ}}\,. \tag{9.168}$$

Дифференциал дуги l запишем так (см. рис. 9.10):

$$dl = \sqrt{1 + \left[\frac{d(R\beta)}{dz}\right]^2}\,. \tag{9.169}$$

Подставляя (9.168) в (9.169), получаем

$$dl = \sqrt{1 + \left(G_{\text{ск}} - q_{\text{шт. ж}} l\right)\frac{R^2}{2EJ}}dz$$

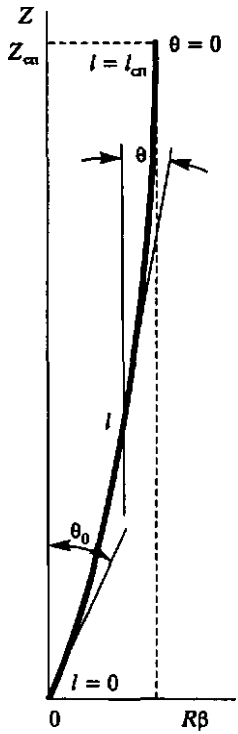


Рис. 9.10. Функция φ(Rβ)

или

$$dz = \frac{dl}{\sqrt{1 + \left(G_{\text{сж}} - q_{\text{шт. ж}} l\right)\dfrac{R^2}{2EJ}}} \tag{9.170}$$

дифференциальное уравнение спирально изогнутого участка штанговой колонны, потерявшего статическую устойчивость.

Пределами интегрирования уравнения (9.170) являются: по z — от 0 до $z_{\text{сп}}$; по l — от 0 до $l_{\text{сп}}$. После интегрирования (9.170) в указанных пределах получаем:

$$z_{\text{сп}} = \frac{2}{R^2 q_{\text{шт. ж}} / 2EJ}\left(\sqrt{1 + \frac{R^2}{2EJ} G_{\text{сж}}} - 1\right). \tag{9.171}$$

Подставляя (9.172) в (9.163), получим:

$$\Delta l_{\text{сп}} = l_{\text{сп}} - \frac{2}{R^2 q_{\text{шт. ж}} / 2EJ}\left(\sqrt{1 + \frac{R^2}{2EJ} G_{\text{сж}}} - 1\right)$$

или

$$\Delta l_{\text{сп}} = \frac{R^2 G_{\text{сж}} / 2EJ - 2\left(\sqrt{1 + \dfrac{R^2}{2EJ} G_{\text{сж}}} - 1\right)}{R^2 q_{\text{шт. ж}} / 2EJ}. \tag{9.172}$$

Выражение (9.172) можно записать и в таком виде:

$$\Delta l_{\text{сп}} = \frac{G_{\text{сж}}}{q_{\text{шт. ж}}} - \frac{2\left(\sqrt{1 + R^2 G_{\text{сж}} / 2EJ} - 1\right)}{R^2 q_{\text{шт. ж}} / 2EJ}. \tag{9.173}$$

Умножая числитель и знаменатель правой части (9.172) на множитель $\left(\sqrt{1 + \dfrac{R^2 G_{\text{сж}}}{2EJ}} + 1\right)^2$, после необходимых преобразований и сокращений окончательно получаем:

$$\Delta l_{\text{сп}} = \frac{R^2 G_{\text{сж}}^2}{2EJ q_{\text{шт. ж}}\left(\sqrt{1 + \dfrac{R^2 G_{\text{сж}}}{2EJ}} + 1\right)^2}. \tag{9.174}$$

Полученные уравнения (9.172), (9.173) и (9.174) являются общими решениями задачи о потере колонной штанг статической устойчивости под действием сжимающей силы, приложенной к колонне штанг со стороны плунжера в пределах тех допущений, которые обычно принимаются при решении такого класса задач.

Из решения (9.173) при $(R^2G_{сж}/2EJ) \ll 1$ получаем зависимость А. Любинского для колонны насосно-компрессорных труб:

$$l_{и} = \frac{G_{сж}}{q_{шт.\,ж}}, \tag{9.175}$$

где $l_{и}$ — проекция длины спирально изогнутой части колонно-компрессорных труб под действием осевой сжимающей силы на ось z (расстояние от плунжера насоса до нейтрального сечения колонны, в котором нет ни сжимающих, ни растягивающих усилий).

Принимая в (9.174) находящееся под корнем слагаемое $(R^2G_{сж}/2EJ) \ll 1$, получаем известную зависимость А. Любинского, В. Альтхауза и Ж. Логэна:

$$\Delta l_{сп} = \frac{R^2G_{сж}^2}{8EJq_{шт.\,ж}}. \tag{9.176}$$

Зависимость (9.176) с точностью до постоянного числового множителя совпадает с аналогичной зависимостью П.В. Балицкого для бурильной колонны.

Используя зависимость (9.175), перепишем выражения (9.174) и (9.176) в виде:

$$\Delta l_{сп} = l_{и}\frac{R^2G_{сж}}{2EJ\left(\sqrt{1+\frac{R^2G_{сж}}{2EJ}}+1\right)^2}, \tag{9.177}$$

$$\Delta l_{сп} = l_{и}\frac{R^2G_{сж}}{8EJ}. \tag{9.178}$$

Таким образом, зависимости (9.172), (9.173), (9.174), (9.177) и (9.178) могут быть использованы для расчета длины сжатого и спирального изогнутого участка колонны штанг (труб).

Избежать изгиба насосно-компрессорных труб можно использованием растягивающего якоря, устанавливаемого на нижнем конце колонны НКТ.

9.3.15. ОСНОВЫ РАСЧЕТА ШТАНГОВОЙ КОЛОННЫ*

Опыт эксплуатации СШНУ показывает, что в значительном количестве случаев разрушение штанговых колонн обусловлено усталостью металла, вызванной продолжительным действием циклических, переменных по величине (а иногда и по знаку!) нагрузок. Усталостному разрушению штанг способствует и сама продукция скважины, содержащая коррозионно-активные компоненты. Усилия и напряжения в произвольном сечении штанговой колонны являются циклически изменяющимися. Характеристиками циклического изменения напряжения в произвольном сечении являются:

— максимальное напряжение цикла $\sigma_{макс}$

$$\sigma_{макс} = \frac{G_{макс}}{f_{шт}}; \qquad (9.179)$$

— минимальное напряжение цикла $\sigma_{мин}$

$$\sigma_{мин} = \frac{G_{мин}}{f_{шт}}; \qquad (9.180)$$

— амплитудное напряжение цикла σ_a

$$\sigma_a = \frac{1}{2}(\sigma_{макс} - \sigma_{мин}); \qquad (9.181)$$

— среднее напряжение цикла $\sigma_{ср}$

$$\sigma_{ср} = \frac{1}{2}(\sigma_{макс} + \sigma_{мин}). \qquad (9.182)$$

При работе штанговых колонн цикл изменения напряжения в произвольном поперечном сечении является, как правило, несимметричным, т.е. $\sigma_a \neq 0$. В этом случае надежность колонны штанг определяется не только величиной максимального напряжения, но и амплитудой его изменения. Необходимость учитывать две величины при сравнении напряженности штанговых колонн при различных режимах откачки и в разных скважинах вызывает существенные затруднения. Поэтому в качестве единой характеристики цикла изменения напряжения используется величина, называемая приведенным напряжением $\sigma_{пр}$, которая определенным образом рассчитывается по

---

* И.Т.Мищенко, Г.И.Богомольный. Выбор оптимальных типоразмера и режима работы штанговой глубиннонасосной установки. — М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1981.

значениям фактических напряжений цикла. Для расчета $\sigma_{пр}$ предложены различные формулы, некоторыми из которых являются:

— формула И.А. Одинга

$$\sigma_{пр} = \sqrt{\sigma_{макс} \cdot \sigma_{а}}; \quad (9.183)$$

— формула М.П. Марковца

$$\sigma_{пр} = \sigma_{а} + 0{,}2\,\sigma_{ср}, \quad (9.184)$$

— формула Б.Б. Крумана, полученная на основе модифицированной диаграммы Гудмена

$$\sigma_{пр} = \sigma_{макс} - 0{,}56\,\sigma_{мин}. \quad (9.185)$$

Многочисленные расчеты показали, что для широкого диапазона режимов откачки конструкции равнопрочных многоступенчатых колонн (значения $\sigma_{пр}$), рассчитанные по формуле (9.183) и по каждой из формул (9.184) и (9.185), различаются не более, чем на 5 — 10%. При расчете конструкций штанговых колонн необходимо знать предельно допустимые значения приведенного напряжения для различных марок стали $[\sigma_{пр}]$, которые указываются в специальной литературе.

Расчет штанговой колонны состоит в определении необходимого числа ступеней, диаметра и длины штанг каждой ступени, а также марки стали. Выбранная конструкция должна обеспечить безаварийную работу насосной установки с запланированной подачей и при минимальных затратах.

При расчете штанговых колонн необходимо руководствоваться следующими требованиями:

1. Колонна должна иметь достаточную усталостную прочность.
2. Иметь минимальный вес.
3. Обладать небольшой деформацией (минимальные потери хода плунжера от упругих деформаций).
4. Обладать минимально возможной стоимостью (при выборе марки стали для штанг следует учитывать, что штанги из легированной стали и термообработанные дороже, чем из углеродистой стали).

Известно несколько методов расчета штанговой колонны, простейший из которых базируется на вычислении фактического напряжения в штангах $\sigma_{ф}$ (как правило, в точке подвеса штанг) и сравнении его с максимально допустимым для данных штанг $[\sigma_{доп}]$ (диаметр и марка стали). Этот метод можно применять для небольших глубин спуска насоса при использовании одноступенчатой колонны штанг. Практическое применение этого метода ограничено.

Для больших глубин спуска применяются ступенчатые штанговые колонны, состоящие из двух или трех ступеней.

В настоящее время в отечественной практике добычи нефти расчет штанговых колонн ведется, во-первых, по условию обеспечения усталостной прочности, т.е. приведенные напряжения в любом произвольном сечении колонны $\sigma_{пр\,i}$ не должны превышать предельно допустимых значений напряжения для выбранного материала штанг при данных условиях эксплуатации:

$$\sigma_{пр\,i} \le [\sigma_{пр}]. \qquad (9.186)$$

Вторым условием является обеспечение равнопрочности ступеней колонны штанг, которое состоит в том, что приведенные напряжения в наиболее напряженных сечениях каждой из ступеней равны между собой, т.е.

$$\sigma_{пр1} = \sigma_{пр2} = \sigma_{пр3}, \qquad (9.187)$$

где индексы 1, 2 и 3 относятся к верхним сечениям соответствующих ступеней штанг.

Известно несколько подходов к конструированию штанговых колонн: с использованием специальных таблиц (например, таблицы АзНИИДН), номограмм (например, номограммы Я.А. Грузинова или ТатНИПИнефти), а также аналитические методы. Таблицы и номограммы приведены в специальной литературе.

Наиболее точно, с учетом конкретных условий каждой скважины и установки можно рассчитать конструкцию штанговой колонны, используя аналитические зависимости. Существует несколько методик расчета штанговых колонн, удовлетворяющих условию достаточной усталостной прочности. Все известные методики расчета используют те или иные допущения (например, методика А.С. Вирновского не учитывает влияния сил сопротивления на конструкцию колонны). Наиболее полный учет нагрузок при расчете штанговой колонны реализован в методике МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. В ней учтено влияние на прочность колонны, кроме нагрузок, действующих в статическом и динамическом режимах работы установки, также осевой сжимающей силы на плунжер насоса и силы гидродинамического трения.

В зависимости от глубины спуска насоса, его диаметра и параметров работы установки предварительно определяется вариант конструкции штанговой колонны — одноступенчатая, двух- или трехступенчатая — исходя из рекомендаций по глубине спуска на-

соса. Одноступенчатые колонны могут конструироваться из штанг диаметром 16, 19, 22 и 25 мм. Двухступенчатые колонны конструируются из штанг диаметром: 19 и 16 мм; 22 и 19 мм; 25 и 22 мм (при этом в верхней части колонн используются штанги большего диаметра). Трехступенчатые колонны конструируются из штанг диаметром: 22, 19 и 16 мм; 25, 22 и 19 мм. Совершенно очевидно, что указанные комбинации штанг не являются строго обязательными и в случае дополнительных ограничений, накладываемых конкретными условиями эксплуатации, они могут быть изменены.

В любом случае после выбора диаметра насосно-компрессорных труб и принятых стандартных диаметров штанг вычисляют коэффициенты $M_{шт}$ и $M_{м}$:

$$\left.\begin{aligned} M_{шт} &= \frac{1}{\left(\frac{m_{шт}^2+1}{m_{шт}^2-1}\cdot \ln m_{шт}\right)-1}, \\ m_{шт} &= \frac{D_{тв}}{d_{шт}}, \end{aligned}\right\} \qquad (9.188)$$

$$\left.\begin{aligned} M_{м} &= \frac{0{,}032}{\left(\frac{m_{м}^2+1}{m_{м}^2-1}\cdot \ln m_{м}\right)-1}, \\ m_{м} &= \frac{D_{тв}}{d_{м}}, \end{aligned}\right\} \qquad (9.189)$$

где $M_{шт}$, $M_{м}$ — соответственно коэффициенты для штанг и штанговых муфт;

$D_{тв}$ — внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м;

$d_{шт}$ — диаметр штанг, м;

$d_{м}$ — диаметр штанговой муфты, м.

Затем рассчитывают нагрузки, действующие на колонну штанг по вышеизложенным формулам, предварительно определив режим работы установки (статический или динамический).

Условия, позволяющие использовать одноступенчатую колонну сводятся к следующему:

а) Обеспечение движения штанг вниз без зависания

$$G_{шт.\,см} \geq G_{тр.\,г} + G_{кл.\,н} + G_{тр.\,ш}, \qquad (9.190)$$

где $G_{\text{шт. см}}$ — нагрузка от веса штанг в продукции скважины, Н;

$G_{\text{тр. г}}$ — сила сопротивления движению штанговой колонны в вязкой жидкости (сила гидродинамического трения), Н;

$G_{\text{кл. н}}$ — сила, обусловленная перепадом давлений при движении продукции через нагнетательный клапан (клапаны) насоса, Н;

$G_{\text{тр. пл}}$ — сила трения плунжера о стенки цилиндра насоса, Н.

Указанные силы можно вычислять по следующим формулам:

— **А.М. Пирвердяна** (безмуфтовая штанговая колонна при отсутствии движения продукции скважины в НКТ)

$$G_{\text{тр. г}} = 2\pi^2 H_{\text{сп}} \nu_{\text{ж}} \rho_{\text{ж}} S n' M_{\text{шт}}, \tag{9.191}$$

где $H_{\text{сп}}$ — длина колонны штанг (глубина спуска насоса), м;

$\nu_{\text{ж}}$ — кинематическая вязкость жидкости (продукции скважины), м^2/с;

$\rho_{\text{ж}}$ — плотность продукции скважины, кг/м^3;

S — длина хода полированного штока, м;

n' — число двойных ходов, 1/с;

$M_{\text{шт}}$ — коэффициент, вычисленный по (9.188).

— **А.Р. Каплана** (учитывается дополнительно движение жидкости в НКТ со средним расходом, равным подаче насоса)

$$G_{\text{тр. г}} = 2\pi\nu_{\text{ж}}\rho_{\text{ж}} H_{\text{сп}} \left(\pm\pi S n' A_1 - U B_1\right), \tag{9.192}$$

где знак «+» соответствует ходу штанг вверх, а знак «–» ходу вниз;

A_1, B_1 — числовые коэффициенты, зависящие от размеров кольцевого сечения между штангами и трубами, определяемые по формулам

$$A_1 = \frac{\left(m_{\text{шт}}^2 - 1\right) + 4\dfrac{\ln m_{\text{шт}}}{m_{\text{шт}}^2 - 1} - 2}{\left(m_{\text{шт}}^2 + 1\right)\ln m_{\text{шт}} - \left(m_{\text{шт}}^2 - 1\right)}, \tag{9.193}$$

$$B_1 = \frac{\left(m_{\text{шт}}^2 - 1\right) - 2\ln m_{\text{шт}}}{\left(m_{\text{шт}}^2 + 1\right)\ln m_{\text{шт}} - \left(m_{\text{шт}}^2 - 1\right)}, \tag{9.194}$$

$m_{\text{шт}}$ — вычисляется по формуле (9.188),

$$U = \frac{8Q_{\text{нс}}}{\pi(1-B)\left(D_{\text{тв}}^2 - d_{\text{шт}}^2\right)}, \tag{9.195}$$

$Q_{\text{нс}}$ — дебит сепарированной нефти, м^3/с;

B — обводненность продукции, д.ед.

Известны и другие формулы для расчета $G_{тр.г}$.

Сила гидравлического сопротивления в нагнетательном клапане $G_{кл.н}$ рассчитывается по формуле:

$$G_{кл.н} = \Delta P_{кл.н} \cdot F_{пл}, \tag{9.196}$$

где $\Delta P_{кл.н}$ — перепад давлений на нагнетательном клапане при движении через него добываемой продукции, Н/м^2;

$F_{пл}$ — площадь поперечного сечения плунжера, м^2.

Сила трения плунжера о стенки цилиндра в поверхностных условиях может быть рассчитана по формулам В.И. Сердюка:

$$\left.\begin{array}{l} \text{— при смазке водой} \\ \quad G_{тр.пл} = 1{,}84\dfrac{D_{пл}}{\delta} - 137, \\ \text{— при смазке трансформаторным маслом} \\ \quad G_{тр.пл} = 1{,}65\dfrac{D_{пл}}{\delta} - 127, \end{array}\right\} \tag{9.197}$$

где δ — зазор между цилиндром и плунжером при их концентричном расположении, м. Эта величина для новых насосов зависит от группы посадки.

б) Обеспечение усталостной прочности

$$\sigma_{цр} \le [\sigma_{пр}],$$

причем величину $\sigma_{цр}$ определяют по формуле М.П. Марковца (9.184).

Если вследствие большой величины сил трения оказывается невозможным обеспечить нисходящий ход без зависания штанг, следует проверить условие (9.190) для штанг большего диаметра или использовать специальный насос с гидравлически «тяжелым низом» колонны штанг.

Если же не выполняется условие обеспечения усталостной прочности, следует перейти к расчету равнопрочной двухступенчатой колонны штанг. При этом задаются диаметрами штанг каждой из ступеней, после чего длину первой от плунжера (нижней) ступени l_1 рассчитывают по следующей зависимости:

$$l_1 = \frac{f_{шт1}\left(q_{шт2}M + q_{тр.г2}\right)H_{сп} - 0{,}6\left(G_{п} + G_{тн}\right)\Delta f_{шт}}{\left(q_{шт2}M + q_{тр.г2}\right)f_{шт1} + \left(q_{шт1}M + q_{тр.г1}\right)\Delta f_{шт}}, \tag{9.198}$$

где

$$\Delta f_{шт} = f_{шт2} - f_{шт1}; \tag{9.199}$$

$$M = 0{,}2\ b' + 0{,}6\, m_{в} + 0{,}4 m_{н}; \tag{9.200}$$

$$q_{тр.\,г\,i} = \frac{2\pi^2}{9{,}81} \nu_{ж} \rho_{ж} S n' \left(M_{шт\,i} + M_{м\,i} \right); \tag{9.201}$$

$f_{шт1}$, $f_{шт2}$ — соответственно площадь поперечного сечения штанг первой и второй ступеней, м^2;

$q_{шт1}$, $q_{шт2}$ — соответственно вес 1 погонного метра штанг в воздухе первой и второй ступеней, Н/м;

$q_{тр1}$, $q_{тр2}$ — соответственно сила гидродинамического трения штанги на длине 1 м, Н/м;

$G_{п}$ — нагрузка от веса продукции скважины, Н;

$G_{тн}$ — вес «тяжелого низа», который принимается равным сумме сил сопротивлений, сосредоточенных на плунжере:

$$G_{тн} = G_{кл.\,н} + G_{тр.\,пл}; \tag{9.202}$$

b' — коэффициент плавучести штанг;

$m_{в}$, $m_{н}$ — соответственно фактор динамичности при ходе вверх и вниз.

Длина «тяжелого низа» $l_{тн}$, предотвращающая продольный изгиб нижней части штанговой колонны, находится по формуле:

$$l_{тн} = \frac{G_{тн}}{q'_{тн}}, \tag{9.203}$$

где $q'_{тн}$ — вес в продукции скважины 1 погонного метра штанг, используемых в качестве «тяжелого низа» (например, штанги диаметром 25 мм).

Длина второй ступени l_2 равна:

$$l_2 = H_{сп} - l_1 - l_{тн}. \tag{9.204}$$

Рассчитанную таким образом конструкцию проверяют по условиям (9.186) и (9.190) и, если они оказываются невыполненными, производят расчет двухступенчатой колонны из штанг большего диаметра.

Длины ступеней равнопрочной трехступенчатой колонны рассчитываются по следующим формулам (не учитывается гидродинамическое трение штанг):

$$l_1 = \frac{f_{шт1} q_{шт2} q_{шт3} H_{сп} - A_1 \Delta q_2 - A_2 q_{шт2}}{f_{шт3} q_{шт1} q_{шт2} + f_{шт1} \Delta q_3 q_{шт2} + \Delta q_2 \Delta f_{шт} q_{шт1}}, \tag{9.205}$$

$$l_2 = \frac{\Delta f_{шт} q_{шт1} l_1 + A_1}{f_{шт1} q_{шт2}}, \tag{9.206}$$

$$l_3 = H_{сп} - (l_1 + l_2), \tag{9.207}$$

$$\Delta q_2 = q_{шт3} - q_{шт2}, \tag{9.208}$$

$$\Delta q_3 = q_{шт3} - q_{шт1}, \tag{9.209}$$

$$A_1 = \frac{0,6(G_п + G_{тн})}{M} \Delta f_{шт}, \tag{9.210}$$

$$A_2 = \frac{0,6(G_п + G_{тн})}{M} (f_{шт3} - f_{шт1}), \tag{9.211}$$

где $f_{шт3}$ — площадь поперечного сечения штанг третьей (верхней) ступени, м^2;

$q_{шт3}$ — вес 1 погонного метра штанг в воздухе третьей ступени, Н/м.

Если оказывается, что достаточная усталостная прочность не обеспечивается ни одной из конструкций колонны штанг данной марки стали, необходимо расчеты повторить, задаваясь другой маркой стали с более высоким пределом усталостной прочности. Существуют и другие методики расчета штанговых колонн, например, расчет колонны минимального веса, предложенный В.П. Грабовичем и В.М. Касьяновым.

Таким образом, расчет колонны штанг является достаточно сложной задачей, решаемой с учетом всех нагрузок, действующих в СШНУ, и многообразия эксплуатационных условий скважин.

9.3.16. ИЗМЕРЕНИЕ НАГРУЗОК НА ШТАНГИ. ДИНАМОГРАФ

Измерение нагрузок осуществляется специальным прибором, называемым динамографом. Графическая зависимость нагрузки, действующей в каком-либо сечении штанг в течение насосного цикла (ход вверх — ход вниз) в функции перемещения этого сечения, называется динамограммой. Динамограф — прибор, регистрирующий на специальном бланке изменение нагрузки за время насосного цикла. Существует много типов динамографов, но все они по принципу действия могут быть разделены на несколько классов: механические, гидромеханические, электрические, электронные и др. Каждый класс динамографов имеет как преимущества, так и недостатки.

В зависимости от места установки динамографа они разделяются на две группы:

1. **Глубинные динамографы**, устанавливаемые, как правило, в нижней части колонны штанг (над плунжером насоса). Они регис-

трируют нагрузки, действующие в течение насосного цикла на плунжер. Широкого применения в нефтепромысловой практике глубинные динамографы до настоящего времени не получили.

2. **Поверхностные динамографы**, устанавливаемые в месте соединения полированного штока с канатной подвеской станка-качалки (ТПШ) и получившие довольно широкое распространение.

Рассмотрим принципиальную схему поверхностного гидромеханического динамографа, представленную на рис. 9.11. Динамограф состоит из двух частей: силоизмерительной I и регистрирующей II.

Силоизмерительная часть состоит из верхнего 1 и нижнего 2 рычагов, которые для измерения нагрузки устанавливаются между траверсами канатной подвески и воспринимают нагрузку в течение насосного цикла. Для изменения масштаба измерения усилий требуется изменить плечо рычагов по отношению к воспринимаемой нагрузке G

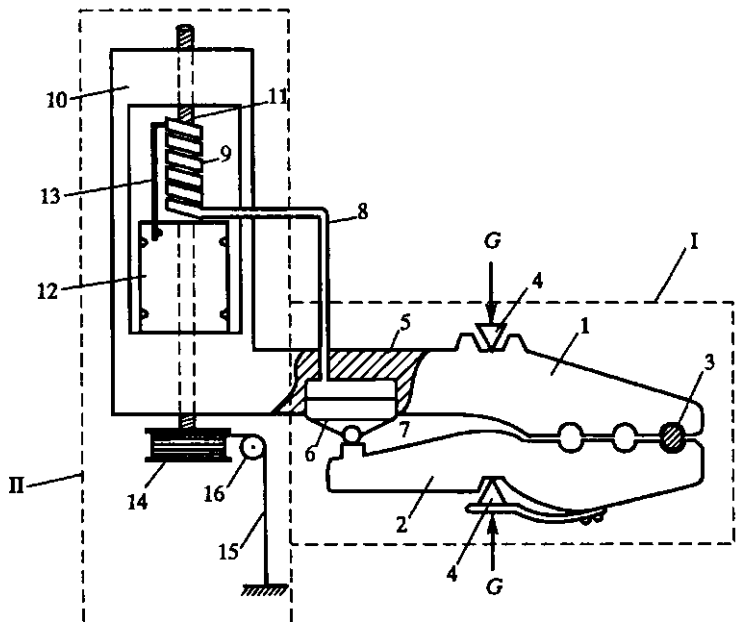


Рис. 9.11. Принципиальная схема гидромеханического динамографа:

1 — верхний рычаг; 2 — нижний рычаг; 3 — опорный ролик; 4 — призма; 5 — месседоза; 6 — поршень; 7 — шарик; 8 — капиллярная трубка; 9 — геликоидальная манометрическая пружина; 10 — корпус; 11 — ходовой винт; 12 — каретка со столиком; 13 — стрелка с пером; 14 — шкив; 15 — шнур; 16 — ролик

перестановкой опорных роликов 3. Действующая нагрузка G передается рычагам через призмы 4. Верхний рычаг 1 имеет мессдозу 5 с мембраной. Мессдоза заполнена жидкостью. В мессдозу входит поршень 6, нижний торец которого через шарик 7 опирается на нижний рычаг 2. Мессдоза 5 связана капиллярной трубкой 8 с геликоидальной манометрической пружиной 9. Под действием приложенной нагрузки G давление жидкости в мессдозе повышается и по капиллярной трубке передается геликсной пружине 9, под действием чего верхний конец ее разворачивается на угол, пропорциональный давлению.

Регистрирующая часть динамографа включает корпус 10, внутри которого имеется ходовой винт 11, с которым связана каретка 12 со столиком. На верхнем конце геликсной пружины имеется стрелка с пером 13. При вращении ходового винта 11 каретка 12 со столиком перемещается вверх или вниз. На конце ходового винта имеется шкив 14 с возвратной пружиной. На шкив намотан шнур 15. Второй конец шнура через ролик 16 закрепляется к устьевой арматуре. После закрепления динамографа между траверсами и шнура к устьевой арматуре прибор готов к работе. При ходе вверх шкив 14 вращается, приводя в действие ходовой винт 11, который перемещает каретку 12 со столиком вверх. При ходе вниз шнур 15 наматывается на шкив 14 под воздействием возвратной пружины, а ходовой винт 11 перемещает каретку 12 со столиком вниз.

На столике каретки закрепляется бланк, на котором и фиксируются пером 13 изменяющиеся в течение хода «вверх—вниз» нагрузки, действующие в ТПШ. Перемещение каретки со столиком пропорционально ходу полированного штока.

Изменение масштаба регистрации усилий достигается перестановкой опорного ролика 3 между верхним 1 и нижним 2 рычагами; изменение масштаба перемещения каретки 12 со столиком производится сменой диаметра шкива 14.

Таким образом, применение динамографа позволяет фиксировать зависимость усилия, действующего в ТПШ, в функции перемещения ТПШ (длины хода полированного штока) $G = f(S)$ и называемой динамограммой.

9.3.17. ДИНАМОГРАММА

Динамограмма представляет собой замкнутую фигуру, размеры которой зависят от действующих усилий и длины хода полиро-

ванного штока (при выбранных масштабах измерения G и S). Форма динамограммы связывается с работой всей глубиннонасосной установки (ее подземной части) и отражает нарушения в различных элементах подземного оборудования. Динамометрирование позволяет оперативно устанавливать нарушения в работе установки и принимать соответствующие меры.

1.**Теоретические динамограммы**

Простейшая теоретическая идеальная динамограмма, зафиксированная у плунжера при нормальной работе глубинного насоса, представлена на рис. 9.12 а . Точка А характеризует начало хода плунжера вверх, когда нагнетательный клапан закрыт, а всасывающий — открыт и на плунжер действует нагрузка $G_{п}$, величина которой определяется точкой В. Таким образом, линия АВ — это линия восприятия нагрузки на плунжер при начале хода верх. В течение всего хода вверх (линия ВС) нагрузка остается постоянной. В точке С (начало хода плунжера вниз) нагнетательный клапан открывается, а всасывающий — закрывается, и нагрузка $G_{п}$ с плунжера передается на трубы (линия CD). В течение всего хода вниз (линия DA) нагрузка на плунжер остается постоянной.

При фиксировании динамограммы в ТПШ вид динамограммы изменяется, что связано с особенностями восприятия нагрузки колонной

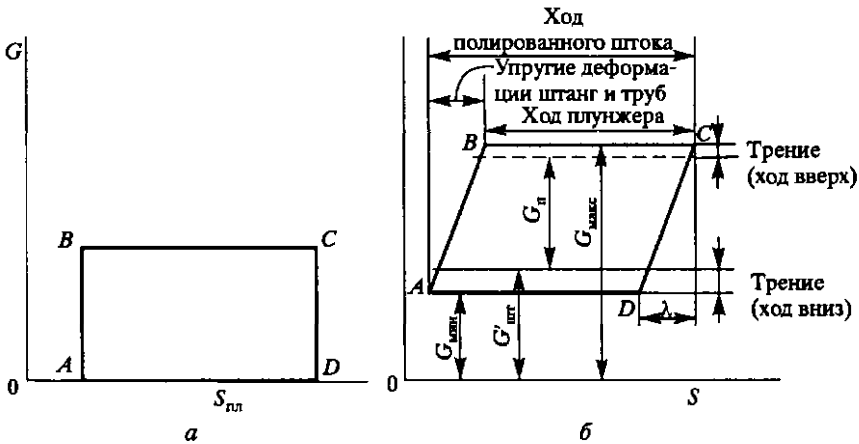


Рис. 9.12. Простейшие теоретические динамограммы при статическом режиме работы установки:

а — зафиксированная у плунжера; б — зафиксированная в точке подвеса штанг

штанг, являющейся упругой системой. Для статического режима при нормальной работе глубинного насоса динамограмма в ТПШ имеет вид, представленный на рис. 9.12 б. Точка А соответствует началу хода полированного штока вверх. Плунжер насоса остается неподвижным в течение определенного времени (нагнетательный клапан закрыт), и происходит начальная деформация штанг и труб (линия АВ). В точке В всасывающий клапан открыт, нагрузка на штанги стабилизируется и остается постоянной в течение хода вверх (линия ВС). В точке С полированный шток (ТПШ) начинает двигаться вниз. Всасывающий клапан закрывается, а через определенное время открывается нагнетательный. Нагрузка в ТПШ снижается (линия CD), штанги сокращаются, а трубы удлиняются (упругие деформации штанг и труб). В точке D нагрузка на штанги стабилизируется и остается постоянной в течение всего хода вниз (линия DA). На динамограмме нанесены нагрузки от сил трения при ходе вверх и вниз. Нагрузки, действующие в установке при статическом режиме работы, нанесены на динамограмме рис. 9.12 б.

Инерционные нагрузки, действующие в системе, трансформируют теоретическую динамограмму (рис. 9.12 б) следующим образом (рис. 9.13).

В момент начала движения полированного штока вверх (точка А′) плунжер под действием сил инерции в течение определенного времени продолжает двигаться вниз, в результате чего закрытие нагнетательного клапана происходит позднее. После закрытия нагне-

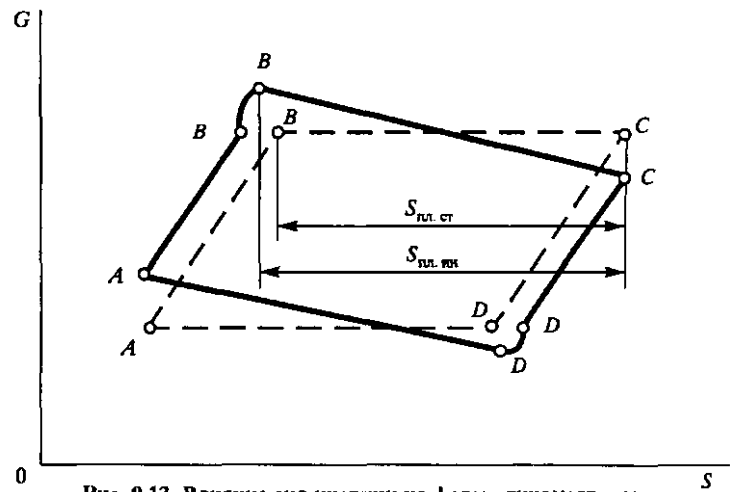


Рис. 9.13. Влияние сил инерции на форму динамограммы

тательного клапана штанги продолжают воспринимать дополнительную нагрузку за счет веса продукции скважины; при этом они деформируются, а плунжер еще не движется вверх. При деформации, соответствующей точке B′, начинается движение плунжера вверх с резким ускорением, что приводит к увеличению нагрузки на полированный шток (линия B′B″). Начиная с точки B″, скорость движения плунжера уравнивается со скоростью движения полированного штока, и нагрузка на полированный шток уменьшается (линия B″C′). При ходе вниз процесс восприятия и изменения нагрузок протекает аналогично (только силы инерции направлены вверх при начале хода полированного штока вниз).

Таким образом, при работе установки в динамическом режиме вид динамограммы только под действием сил инерции существенно отличается от такового при статическом режнме (динамограмма ABCD — показана на рис. 9.13 пунктирной линией). Следует отметить, что при одинаковой длине хода полированного штока, длина хода плунжера в случае проявления сил инерции $S_{пл.\,ин}$ больше длины хода плунжера при работе установки в статическом режиме $S_{пл.\,ст}$.

Еще более сложными становятся динамограммы, когда в системе возникают вибрационные нагрузки, характерным признаком которых является появление при ходе вверх и вниз синусоидальных кривых (рис. 9.14). На рис. 9.14 показаны все нагрузки, действующие

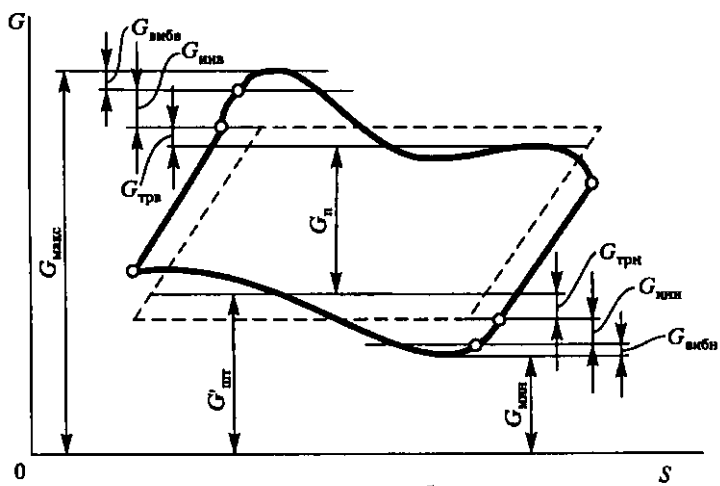


Рис. 9.14. Влияние на форму динамограммы вибрационных процессов в системе

в системе при ходе вверх и вниз. Теоретические динамограммы могут быть построены только для некоторых случаев. В практической деятельности расшифровка динамограмм требует индивидуального квалифицированного анализа. В настоящее время для расшифровки динамограмм используется метод сравнения, базирующийся на адекватной математической модели работы глубиннонасосной установки. Суть этого метода заключается во введении в модель любой неисправности в любом элементе глубиннонасосной установки, которая отражается на модельной динамограмме. Сравнение фактической (промысловой) динамограммы с модельной позволяет установить характер неисправности. Такой подход позволяет с помощью математической модели построить необходимое количество модельных динамограмм, используя которые можно устанавливать по виду практической динамограммы неисправность.

2. **Практические динамограммы**

Рассмотрим некоторые практические динамограммы, которые дешифруются при использовании простейшего анализа.

Влияние свободного газа, попадающего в цилиндр насоса при такте всасывания (рис. 9.15).

Эти динамограммы отличаются характером процесса разгрузки колонны штанг при ходе вниз. Если под плунжером насоса имеется свободный газ, то при ходе плунжера (штанг) вниз замедляется процесс разгрузки штанг вследствие сжимаемости газожидкостной смеси в ци-

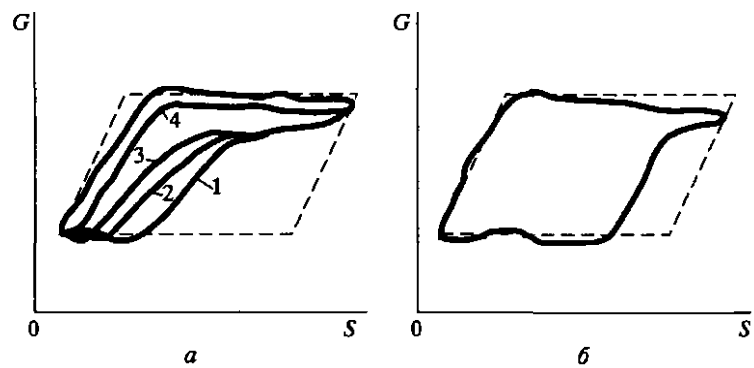


Рис. 9.15. Динамограммы для случая влияния свободного газа:

а — динамограммы при небольших давлениях у приема насоса, причем линия 1 при $P_{пр1}$, 2 — при $P_{пр2}$, 3 — при $P_{пр3}$ ($P_{пр1} > P_{пр2} > P_{пр3}$), линия 4 — срыв подачи насосом; б — динамограмма при большом давлении у приема насоса

линдре насоса. При этом вид динамограммы зависит от давления на приеме насоса. При малых давлениях на приеме получают динамограмму, показанную на рис. 9.15 а, а при больших — динамограмму, показанную на рис. 9.15 б. По мере роста объема свободного газа в цилиндре насоса площадь динамограммы уменьшается (линии 1, 2, 3 на рис. 9.15 а), а при срыве подачи вследствие свободного газа динамограмма приобретает следующий вид (линия 4 на рис. 9.15 а).

Превышение подачи установки над притоком. Очень часто по форме динамограммы при влиянии свободного газа похожи на динамограммы, когда подача насоса превышает приток продукции в скважину и давление на приеме резко снижается. В этом случае необходимо проследить за формой динамограмм, фиксируемых последовательно одна за другой после кратковременной остановки скважины. В случае превышения подачи насоса над притоком продукции в скважину первая после остановки скважины динамограмма покажет полное заполнение цилиндра при такте всасывания (рис. 9.16, динамограмма 1). Последовательно фиксируемые динамограммы 2, 3 и 4 будут принимать форму, характерную для влияния свободного газа.

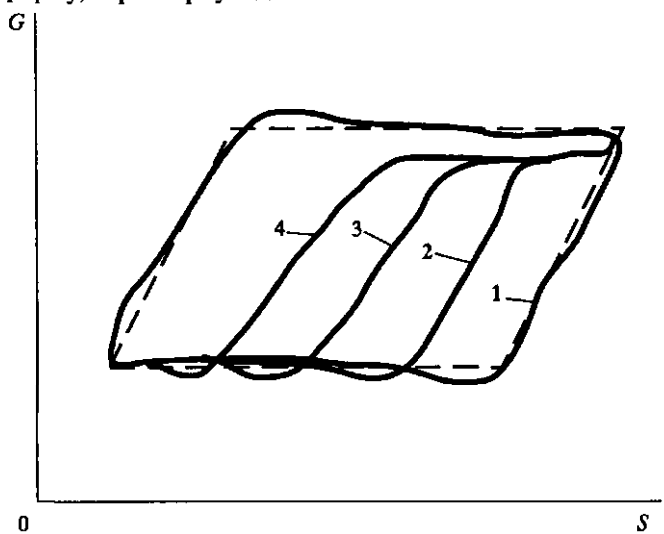


Рис. 9.16. Типичные динамограммы для случая, когда подача насоса превышает приток продукции в скважину:

1 — нормальное заполнение цилиндра при такте всасывания (после остановки скважины); 2, 3, 4 — динамограммы, фиксируемые через определенные промежутки времени после снятия первой динамограммы

Нарушение герметичности насоса, связанное с утечками в нагнетательной части насоса (нарушение герметичности нагнетательных клапанов или пары «цилиндр-плунжер»), характеризуется выполаживанием линии восприятия нагрузки штангами при ходе вверх, большей крутизной линии разгрузки штанг и скруглением линии нагрузки в точках C и D (рис. 9.17 а). Утечки в приемной части насоса (нарушение герметичности всасывающего клапана или посадочного конуса вставного насоса — при нижней посадке) характеризуются выполаживанием линии разгрузки штанг при ходе вниз, большей крутизной линии восприятия нагрузки штангами и скруглением линии нагрузки в точках A и B при ходе вверх (рис. 9.17 б).

Неправильная посадка плунжера насоса отражается на динамограммах по-разному. Удар плунжера о нижний (всасывающий) клапан или низкая посадка плунжера вследствие неправильной подгонки длины штанг при монтаже проявляется на динамограмме петлей в нижнем левом углу ее (рис. 9.18 а). Срыв нижнего конуса захватным штоком при высокой посадке плунжера проявляется на динамограмме в виде петли в правом верхнем углу и характерными изменениями нагрузки при ходе вниз, определяемыми колебаниями колонны штанг вследствие удара в момент посадки конуса (рис. 9.18 б).

Обрыв штанг (отворот плунжера) характеризуется на динамограмме незначительной разницей в нагрузках при ходе вверх и вниз,

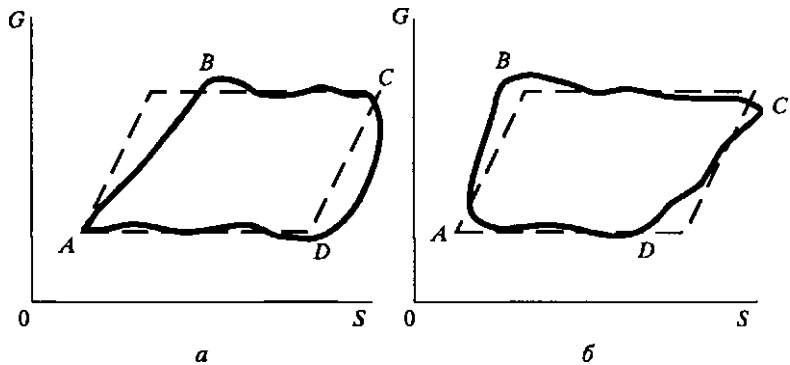


Рис. 9.17. Динамограммы при нарушении герметичности насоса:

а — утечка в нагнетательной части насоса; б — утечка в приемной части насоса

т.е. динамограмма имеет форму узкой горизонтально расположенной петли (рис. 9.19), которая располагается на уровне нагрузки от веса штанг в продукции скважины, если произошел отворот плунжера или обрыв штанг у плунжера (рис. 9.19 а). Местоположение такой динамограммы связано с местом обрыва: петля располагается между нулевой нагрузкой и нагрузкой от веса штанг в продукции (рис. 9.19 б).

Заедание плунжера характеризуется на динамограмме значительным местным увеличением или снижением нагузки в сравнении с нагрузками при нормальной работе установки. На рис. 9.20 а показана динамограмма с заеданием плунжера в конце хода вверх, а на рис. 9.20 б — когда заедание плунжера происходит в конце хода вниз.

Следует отметить, что динамометрирование штанговых глубиннонасосных установок является эффективным средством контроля состояния системы и позволяет своевременно принимать необходимые меры в случае нарушения работы отдельных элементов. Кроме того, динамограмма позволяет рассчитывать с определенной точностью некоторые технологические характеристики, хотя для этого необходимо обычную методологию снятия динамограмм дополнить регистрацией нагрузок, действующих в верхнем и нижнем мертвых положениях полированного штока, для чего в этих положениях необходима остановка станка-качалки.

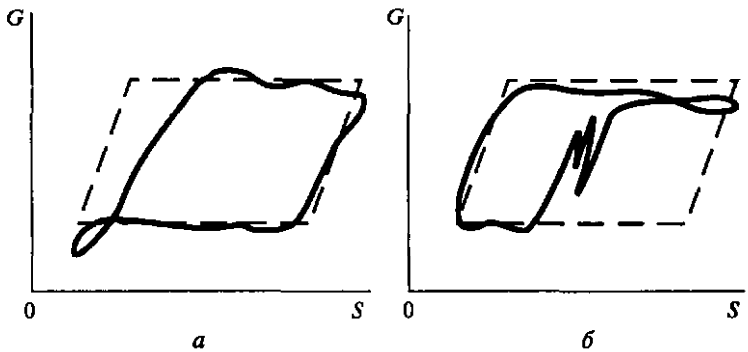


Рис. 9. 18. Характерные динамограммы при неправильной посадке плунжера в цилиндре насоса:

а — при ударе плунжера о всасывающий клапан; б — высокая посадка плунжера и срыв нижнего конуса захватным штоком

9.3.18. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННОНАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ

Цели исследования глубиннонасосных скважин не отличаются от таковых для любой скважины. Методы исследования и обработка результатов рассмотрены ранее достаточно подробно; здесь мы рассмотрим лишь особенности исследования глубиннонасосных скважин.

При исследовании на стационарных режимах изменение режима работы скважины осуществляется изменением подачи скважинного штангового насоса, что реализуется изменением длины хода полированного штока S, либо изменением числа качаний n. Принципиально возможно изменение режима работы скважины заменой глубинного насоса (его диаметра), но это требует дополнительных спуско-подъемных работ на скважине.

При изменении режима работы системы установившийся режим ее контролируется по стабилизации подачи установки, а также по стабилизации устьевого и затрубного давления. На каждом установившемся режиме замеряется подача установки (дебит скважины) и забойное давление. Измерение забойного давления возможно только через затрубное пространство, для чего созданы малогабаритные скважинные манометры и разработана технология их спуска в затрубное пространство. При этом колонна НКТ подвешивается эксцентрично на специальной планшайбе, имеющей техноло-

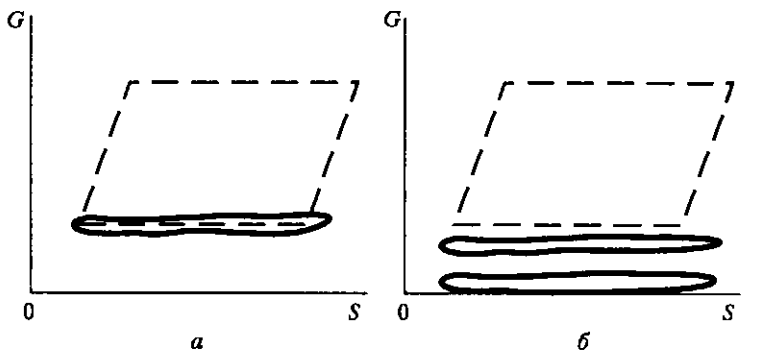


Рис. 9.19. Характерные динамограммы при обрыве штанг (отвороте плунжера):
а — обрыв штанг у плунжера (отворот плунжера); б — обрыв штанг в середине штанговой колонны (динамограмма 1) и обрыв в верхней части колонны (динамограмма 2)

гическое отверстие с сальниковым устройством, через которое в затрубное пространство спускается на проволоке малогабаритный манометр. Нижний конец насоса оборудуется специальным башмаком, направляющим малогабаритный манометр вдоль насоса и при дальнейшем его спуске на забой скважины. Технология спуска приборов через затрубное пространство является достаточно сложной и требует высокой квалификации специалистов подземного ремонта и операторов по исследованию скважин. Эта технология неприменима для глубоких искривленных скважин (со сложным профилем ствола) и при малых зазорах затрубного пространства. В этих случаях измерение забойного давления осуществляется специальными лифтовыми скважинными манометрами, закрепляемыми под насосом и спускаемыми в скважину вместе с насосом и НКТ при подземном ремонте. Эти манометры имеют часовой механизм с многосуточным заводом или батарейным электропитанием и фиксируют изменение забойного давления на специальном бланке. Расшифровка бланка возможна только после подъема НКТ, насоса и манометра, что требует дополнительного подземного ремонта.

В настоящее время лифтовые манометры применяются достаточно редко.

Основным методом получения информации о забойном давлении является метод измерения динамического уровня в процессе исследования скважины с последующим расчетом забойного давления.

Измерение динамического уровня осуществляется специальным прибором (эхолотом), состоящим из устройства генерации упругого

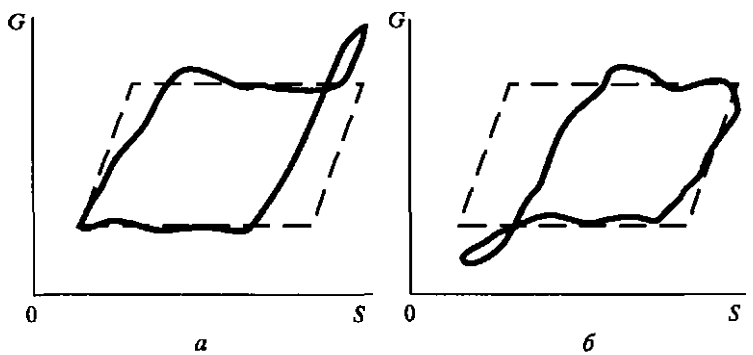


Рис. 9.20. Типичные динамограммы при заедании плунжера в цилиндре: а — в конце хода вверх; б — в конце хода вниз

или акустического сигнала, системы приема и усиления сигнала, а также системы его регистрации и хранения. В настоящее время отечественная промышленность серийно выпускает программно-аппаратный комплекс «МИКОН-101-01», предназначенный для определения уровня жидкости и измерения давления в затрубном пространстве; регистрации кривых падения и восстановления уровня; регистрации парафиновых и гидратных пробок и т.д. Все зарегистрированные эхограммы заносятся в энергонезависимую память блока регистрации с возможностью переноса их на компьютер, последующей обработкой и выводом на принтер со всей сопутствующей информацией.

Микропроцессорный блок регистрации предназначен для регистрации, обработки и хранения эхограмм и позволяет просматривать эхограммы непосредственно на скважине. Устройство приема акустических сигналов предназначено для преобразования акустических сигналов в электрические.

В скважинах с избыточным давлением в затрубном пространстве для создания упругого импульса используется клапанный узел «МИКОН К-3». В скважинах, в которых в затрубном пространстве отсутствует избыточное давление, для создания акустического импульса используется устройство генерации акустических сигналов «УГАС-14». Устройство исполнятся в двух вариантах: а) с вакуумным разрядником; б) с ручным компрессором.

Данный эхолот позволяет измерять уровни от 50 до 3000 м; диапазон измеряемого давления: 0 — 10 МПа; рабочий диапазон температур: –40 — +50°С; масса прибора 7,6 кг.

Скорость распространения акустического сигнала или импульса давления зависит от давления в затрубном пространстве, состава газа, температуры и других параметров и определяется микропроцессором по специальным таблицам, имеющимся в памяти.

При создании в затрубном пространстве упругого импульса или акустического сигнала он распространяется в газовой среде с определенной скоростью до уровня жидкости и частично отражается. Отраженный импульс (сигнал) поступает в приемное устройство прибора, преобразуется в электрический сигнал, который усиливается и фиксируется. Таким образом фиксируются момент создания в системе упругого импульса и момент возвращения отраженной от уровня жидкости в затрубном пространстве части упругого импульса, что представлено на эхограмме (рис. 9.21 а). Момент создания на устье в затрубном пространстве упругого импульса

(момент T_0) отражается на эхограмме пиком. Упругий импульс распространяется в газовой среде с определенной скоростью υ, достигает уровня жидкости, частично отражается и возвращается на устье скважины, где фиксируется приемным устройством прибора и отображается на эхограмме пиком (момент T_2). Таким образом, с момента создания упругого импульса до момента регистрации его отраженной от уровня жидкости части проходит время $T = T_2 - T_0$. За это время упругий импульс проходит двойное расстояние от устья скважины до динамического уровня жидкости $H_{дин}$, т.е.

$$2H_{дин} = \upsilon \cdot T, \qquad (9.212)$$

где υ — скорость распространения упругого импульса в газовой среде, зависящая от давления газа в затрубном пространстве $P_з$, температуры в затрубном пространстве $T_з$, состава газа и др., м/с.

Эта скорость может быть рассчитана по известным формулам, но требуется знание большого количества информации, что не всегда доступно в промысловых условиях. С целью определения скорости распространения упругого импульса в исследуемой скважине на известной глубине колонны НКТ устанавливается в процессе подземного ремонта так называемый репер, представляющий собой утолщенную муфту НКТ. После создания упругого импульса он распространяется в затрубном пространстве и при достижении репера часть его отра-

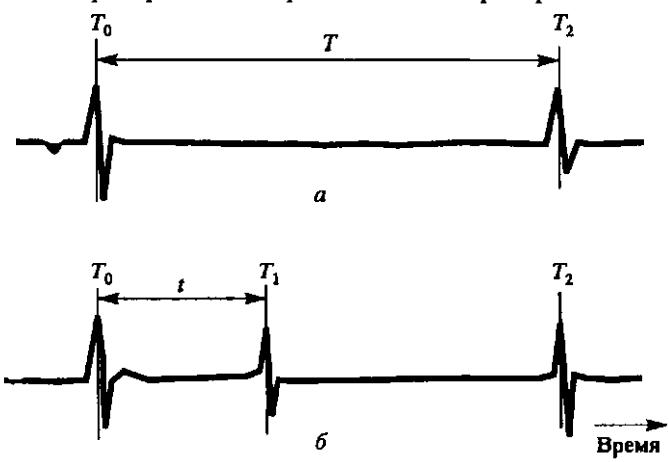


Рис. 9.21. Диаграмма отбивки динамического уровня методом отраженного упругого импульса:

а — без репера; б — с репером

жается, фиксируется приемным устройством прибора и записывается в виде пика, соответствующего моменту времени T_1 (рис. 9.21 б). Другая часть упругого импульса распространяется до уровня жидкости и частично отражается, что фиксируется и регистрируется на устье в виде пика, соответствующего времени T_2 (рис. 9.21 б). Таким образом, упругий импульс с момента его создания (время T_0) до момента регистрации отраженной от репера его части (время T_1) проходит путь, равный удвоенному расстоянию до репера $H_р$ за время $t = T_1 - T_0$:

$$2H_р = \upsilon \cdot t$$

или

$$\upsilon = \frac{2H_р}{t}. \qquad (9.213)$$

Подставляя (9.213) в (9.212), получаем:

$$H_{дин} = H_р \frac{T}{t}. \qquad (9.214)$$

Зная динамический уровень $H_{дин}$, легко рассчитать забойное давление, пользуясь рекомендациями, данными в разделе 6.

Далее обработка результатов исследования не отличается от ранее описанной. Пользуясь данным прибором, можно проводить исследование глубиннонасосных скважин и на нестационарном режиме работы.

Наиболее ценные результаты получают при совмещении исследований глубиннонасосной установки динамографом и гидродинамических исследований скважины.

9.3.19 РАСЧЕТ ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ И ГЛУБИНЫ СПУСКА СКВАЖИННОГО ШТАНГОВОГО НАСОСА

Установки скважинных штанговых насосов широко применяются для эксплуатации скважин разных категорий на различных нефтяных месторождениях страны. Одной из основных задач проектирования эксплуатации скважин СШНУ является обоснование некоторых технологических характеристик, среди которых: дебит, забойное давление, давление на приеме насоса, глубина спуска насоса. Дебит и забойное давление зависят от принятой системы разработки, ее текущего состояния, а также от объективных ограничений, о которых говорилось выше.

Расчет давления на приеме насоса $P_{пн}$ представляет сложную технико-экономическую задачу, решение которой связано с опреде-

ленными допущениями. Существуют различные рекомендации о величине давления на приеме насоса, связанные с газовым фактором и обводненностью продукции.

Для продукции скважин с низким газовым фактором и высокой обводненностью (свыше 80%) А.Н.Адонин рекомендует давление на приеме насоса, достаточное для компенсации гидравлических потерь во всасывающем клапане насоса и равное 0,15÷0,50 МПа.

При значительном содержании свободного газа в откачиваемой продукции оказывается достаточно сложно обосновать оптимальное давление на приеме насоса. Пределы оптимального давления на приеме устанавливаются на основании опыта эксплуатации скважин СШНУ для месторождений каждого нефтяного района. Так, для условий девонских месторождений Урало-Поволжья давление на приеме безводных скважин принимается равным 2,5 МПа ; для месторождений угленосной свиты — 3 МПа (некоторое увеличение давления на приеме обусловлено большей вязкостью нефти угленосных отложений).

Г.Н. Суханов считает целесообразным принимать давление на приеме насоса таковым (вне зависимости от обводненности продукции):

$$P_{\text{пн}} \approx 0{,}3\, P_{\text{нас}}, \qquad (9.215)$$

где $P_{\text{нас}}$ — давление насыщения, МПа.

Используя рекомендации А.Н. Адонина и Г.Н. Суханова, оценку давления на приеме с учетом обводненности продукции можно выполнить по следующей формуле:

$$P_{\text{пн}} = 0{,}5 + 0{,}3 \cdot P_{\text{нас}} (1 - B), \qquad (9.216)$$

где B — обводненность добываемой продукции, д.ед.

Использование вышеприведенных рекомендаций для условий малоизученных месторождений может привести к определенным ошибкам в проектировании эксплуатации скважин СШНУ.

Оптимальным давлением на приеме насоса будем называть такое давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины при минимальных условных приведенных затратах с учетом физико-химических свойств откачиваемой продукции и обеспечения коэффициента подачи установки η не ниже 0,8. В значительной степени вышеприведенному определению отвечают следующие формулы для расчета давления на приеме насоса:

— при содержании в газе однократного разгазирования до 30% азота ($У_{а} \le 30\%$)

$$P_{пн} = \left(1 - \frac{У_а}{100}\right)^{\frac{1{,}567 + У_а^2}{1{,}5 + 0{,}32 У_а^2}} \cdot P_{нас}(1 - B); \qquad (9.217)$$

— при содержании в газе однократного разгазирования свыше 30% азота ($У_а > 30\%$)

$$P_{пн} = 0{,}68^{\frac{1{,}567 + У_а^2}{1{,}5 + 0{,}32 У_а^2}} \cdot P_{нас}(1 - B), \qquad (9.218)$$

где $У_а$ — содержание в газе однократного разгазирования азота, %.

Представленные формулы можно использовать при $0 \le B \le 0{,}95$, $3 \le У_а \le 83\%$.

Глубину спуска насоса $H_{сп}$ рассчитывают по формуле:

$$H_{сп} = \frac{10^6 \left(P_{вых} - P_у - P_{пот}\right)}{\rho_л g}, \qquad (9.219)$$

где $P_{вых}$, $P_у$, $P_{пот}$ — соответственно давление на выходе из насоса (давление на выкиде), на устье и теряемое на преодоление гидравлических сопротивлений, МПа;

$\rho_л$ — средняя плотность продукции скважины в НКТ (лифте), кг/м^3.

Для расчета высоты подъема продукции скважины $H_п$ можно использовать следующую приближенную зависимость

$$H_п = H_{сп} - 102\,(P_{пн} - P_у) \qquad (9.220)$$

или более точные зависимости

$$H_п = H_{сп} - 10^6 \frac{\left(P_{пн} - P_у - P_{пот}\right)}{\rho_л g}; \qquad (9.221)$$

$$H_п = H_{сп} - \frac{\rho_з}{\rho_л}\left(H_{сп} - H_{дин}\right) - 10^6 \frac{\left(P_з - P_у - P_{пот}\right)}{\rho_л g}, \qquad (9.222)$$

где $\rho_з$ — плотность продукции в затрубном пространстве, кг/м^3;

$H_{дин}$ — динамический уровень, м;

$P_з$ — давление в затрубном пространстве, МПа.

Приведенные формулы можно использовать при расчете СШНУ, если нет никаких ограничений, связанных, например, с определенными осложнениями в работе скважины или установки, которые должны быть учтены дополнительно.

Установки скважинных штанговых насосов широко применяются для эксплуатации скважин с различными условиями, в том числе и для эксплуатации скважин, продукция которых содержит в своем составе значительное количество свободного газа, механических примесей (песка), воды, а также, когда в процессе эксплуатации наблюдаются отложения в подземном оборудовании парафина и минеральных солей. Особую сложность представляет собой эксплуатация искривленных скважин. Каждый из перечисленных факторов снижает эффективность работы УСШН, но особую опасность представляет совместное проявление указанных осложняющих факторов.

Рассмотрим проявление осложняющих факторов на эффективность эксплуатации скважин установками СШН.

9.3.20.1. Влияние свободного газа

Ранее было показано, что коэффициент наполнения насоса β зависит от количества свободного газа, попадающего в цилиндр насоса при такте всасывания $R_ц$ (при давлении всасывания $P_{вс}$: давление на приеме насоса $P_{пр}$ минус потери давления во всасывающем клапане $\Delta P_{вс}$), от количества свободного газа в мертвом пространстве насоса $R_м$ (при давлении нагнетания в цилиндре насоса $P_{наг}$: давление на выкиде установки $P_{вык}$ плюс потери давления в нагнетательном клапане $\Delta P_{наг}$), коэффициента мертвого пространства в насосе K и коэффициента сжимаемости жидкости $\beta_ж$. Величина $R_ц$ в свою очередь зависит от давления на приеме насоса, газонасыщенности откачиваемой продукции (газового фактора) при термобарических условиях на приеме насоса, коэффициента растворимости газа, обводненности продукции и коэффициента сепарации свободного газа на приеме насоса. Совершенно очевидно, что некоторые из перечисленных параметров являются природными (коэффициент сжимаемости жидкости, обводненность продукции, газонасыщенность, коэффициент растворимости газа) и не подлежат регулированию. Другими параметрами, такими, как: давление и температура на приеме насоса, коэффициент мертвого пространства, коэффициент сепарации свободного газа можно управлять.

Все известные методы и способы борьбы с вредным влиянием газа могут быть разделены на две группы:

1. Методы, применяемые для предотвращения попадания свободного газа в насос (отделение газа от жидкости на приеме насоса или ниже его).

2. Методы, применяемые для снижения вредного влияния попавшего в насос свободного газа.

Для снижения вредного влияния свободного газа на работу скважинного штангового насоса в настоящее время используются следующие способы:

— увеличение давления на приеме насоса за счет его большего погружения под динамический уровень, что снижает количество свободного газа на приеме насоса;

— снижение коэффициента мертвого пространства за счет использования насосов специальной конструкции (например, с двумя нагнетательными клапанами), а также за счет правильной посадки плунжера в цилиндре насоса (за счет точной подгонки длины штанговой колонны с учетом упругих деформаций штанг и труб);

— увеличение длины хода плунжера; при этом снижается доля объема мертвого пространства в объеме, описываемом плунжером;

— увеличение коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса.

Возможности, преимущества и недостатки отмеченных способов очевидны. Рассмотрим более подробно возможность увеличения коэффициента сепарации свободного газа у приема насоса благодаря использованию специальных глубинных устройств, называемых газовыми якорями или газовыми сепараторами и устанавливаемых, как правило, ниже всасывающего клапана насоса.

Работа газовых сепараторов для скважинных штанговых насосов основана на принципе гравитационного разделения фаз. Эффективные гравитационные сепараторы должны удовлетворять определенным требованиям, основными из которых являются:

— скорость нисходящего потока в сепараторе жидкой фазы должна быть меньше скорости всплытия газовых пузырьков;

— рациональное соотношение между площадью выходных отверстий для газа в перфорированном ниппеле и площадью всасывающего клапана;

— рациональные диаметр и длина газового сепаратора, определяющие потери давления в нем.

Известно большое количество гравитационных газовых сепараторов, основные схемы которых представлены на рис. 9.22.

Схема наиболее простого газового сепаратора приведена на рис. 9.22 а (в этом случае скважина обязательно должна иметь зумпф). Насос устанавливается ниже интервала перфорации, а под ним закрепляется пер-

форированный хвостовик того же диаметра, что и насосно-компрессорные трубы. Нефть с газом из продуктивного пласта 5 поступает в кольцевое пространство между обсадной колонной 1 и колонной НКТ 2. Вследствие достаточно большой площади поперечного сечения этого кольцевого пространства нефть с меньшей скоростью, чем всплывают пузырьки газа, движется вниз и поступает через отверстия 6 в приемную трубу 10 и далее — в прием насоса 7. Эффективность данной схемы сепарации достаточно высока, но она не может применяться в скважинах с небольшим динамическим уровнем, а также в скважинах с открытым забоем.

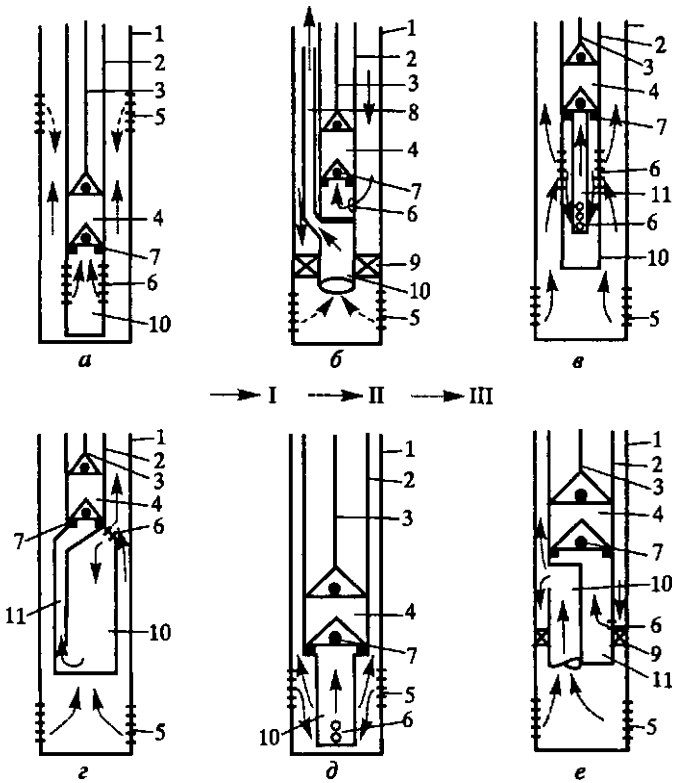


Рис. 9.22. Принципиальные схемы гравитационных газовых сепараторов: I — нефть; II — газожидкостная смесь; III — газ

1 — обсадная колонна; 2 — колонна НКТ; 3 — колонна штанг; 4 — глубинный насос; 5 — продуктивный пласт; 6 — перфорированные отверстия; 7 — прием насоса (всасывающий клапан); 8 — отводная трубка; 9 — пакер; 10 — приемная труба; 11 — внутренняя трубка

Газовый сепаратор пакерного типа представлен на рис. 9.22 б. Нефть с газом поднимается по обсадной колонне 1 до пакера 9. Затем эта смесь через приемную трубу 10 поступает в отводную трубку 8, расположенную в кольцевом пространстве между обсадной колонной 1 и НКТ 2. На выходе из отводной трубки 8 изменяется направление движения: жидкость стекает вниз и через отверстия 6 поступает к приему насоса 7, а газ уходит в затрубное пространство. Такая схема сепаратора позволяет избежать влияния динамического уровня в затрубном пространстве на эффективность его работы. Для снижения давления сепарации и повышения ее эффективности пакер устанавливают как можно выше над забоем или увеличивают длину отводной трубки 8.

Наиболее широкое распространение получил газовый сепаратор, представленный на рис. 9.22 в и состоящий из приемной трубы 10 с перфорированными в верхней части отверстиями 6, через которые нефть (практически без свободного газа) поступает через внутреннюю трубку 11, перфорированную в нижней части, к приему насоса 7. Очевидно, что этот сепаратор эффективен при небольших дебитах скважин. При более высоких дебитах необходимо увеличивать размеры приемного устройства, что видно из рис. 9.22 г. Для лучшей сепарации газа от нефти изменены размеры сепаратора, форма входных отверстий и их местоположение.

Для скважин с относительно низким давлением на приеме насоса в качестве газового сепаратора можно использовать приемную трубу 10 в виде хвостовика с отверстиями в нижней части его (рис. 9.22 д). При этом диаметр хвостовика должен быть меньше диаметра НКТ на $^1/_2$ дюйма.

В скважинах малого диаметра с высоким динамическим уровнем можно использовать пакерный сепаратор, схема которого показана на рис. 9.22 е. Газожидкостная смесь из обсадной колонны поступает в приемную трубу 10 и попадает в затрубное пространство над пакером: жидкая фаза стекает вниз и через отверстия 6 поступает в прием насоса, а свободный отсепарированный газ поднимается вверх.

Таким образом, в настоящее время для эффективной эксплуатации скважин, продукция которых содержит значительное количество газа, имеется достаточно технических и технологических приемов, широко применяемых в практике разработки нефтяных месторождений.

9.3.20.2. Влияние механических примесей

Серьезно осложняющим работу СШНУ фактором является содержание в откачиваемой продукции механических примесей (песка). Такая продукция, попадая в глубинный насос, приводит к износу пары трения «цилиндр—плунжер», клапанов, а в ряде случаев вызывает заклинивание плунжера в цилиндре и обрыв штанг. Кроме того, чрезмерное количество песка в продукции приводит к осаждению части его на забое скважин, образованию песчаных пробок и снижению продуктивности (так называемые пескообразующие скважины). Для предотвращения поступления песка в скважины широко используют специальное оборудование их забоев, а также методы крепления призабойных зон специальными составами, которые после затвердевания образуют в призабойной зоне прочную пористую и проницаемую среду, предотвращающую в той или иной степени поступление песка в скважину. Существует много технологий таких обработок призабойных зон скважин.

Существенный положительный эффект при эксплуатации пескообразующих скважин может дать применение песочных якорей, закрепляемых под всасывающим клапаном глубинного насоса. По принципу действия песочные якоря относятся к классу гравитационных сепараторов, принципиальные схемы которых показаны на рис. 9.23. Якорь на рис. 9.23 а условно называется прямым — продукция скважины поступает в кольцевой зазор между корпусом 1 и трубой 3, а жидкая фаза по трубе 3 поступает к всасывающему клапану насоса 5. Якорь на рис. 9.23 б называется обращенным — продукция скважины поступает в трубу 3, а жидкая фаза из кольцевого зазора между корпусом 1 и трубой 3 поступает к всасывающему клапану насоса 5. В якоре прямого типа скорость нисходящего потока жидкой фазы (в кольцевом зазоре) и скорость восходящего потока в трубе должны быть меньше скорости оседания частиц песка, а в якоре обращенного типа скорость нисходящего потока в трубе и скорость восходящего потока в кольцевом зазоре должны быть меньше скорости оседания частиц песка. Оседающий песок накапливается в корпусе-накопителе якоря, который очищается на поверхности после подъема при подземном ремонте скважины. При использовании песочных якорей вероятность образования песчаной пробки на забое скважины существенно понижается. Практика применения песочных якорей показала, что эффективность обращенного якоря выше прямого.

Одной из технологий предотвращения образования песчаной пробки на забое является подлив, как правило, части добываемой жидкости в затрубное пространство пескообразующей скважины. При этом глубинный насос опускается практически до забоя, что создает повышенную скорость восходящего потока в интервале «забой—прием насоса», предотвращая оседание частиц песка.

Следует отметить, что чистка песчаных пробок промывкой скважины является достаточно трудоемкой и дорогостоящей операцией, поскольку частицы песка покрыты нефтью, а зачастую и парафином, и в процессе эксплуатации скважины они слипаются, образуя достаточно прочную пробку.

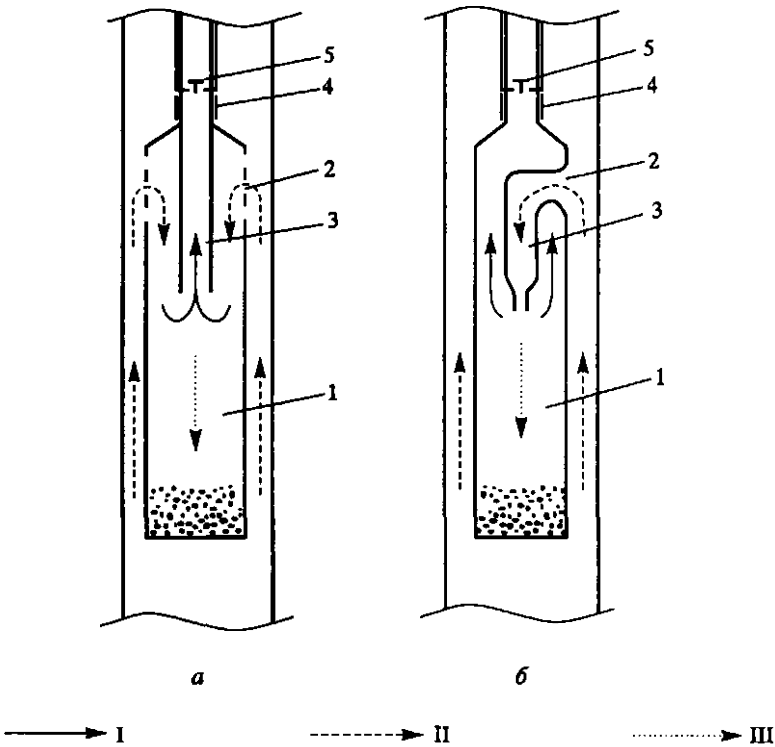


Рис. 9.23. Принципиальные схемы песочных якорей:

1 — корпус-накопитель якоря; 2 — отверстия; 3 — труба; 4 — узел соединения якоря с насосом; 5 — всасывающий клапан насоса; а — якорь прямого типа; б — якорь обращенного типа; I — жидкая фаза продукции; II — жидкость + механические примеси (песок); III — механические примеси

9.3.20.3. Другие осложняющие факторы

Осложнения, связанные с присутствием в продукции скважин парафина, смол, асфальтенов, а также солей, ликвидируются так же, как и при фонтанной эксплуатации. Естественно, что в скважинах, эксплуатируемых СШНУ, внутрь колонны штанг невозможен спуск скребков, как это делается в фонтанных или газлифтных скважинах.

В скважинах, эксплуатируемых штанговыми насосами, для борьбы с твердыми отложениями на внутренней поверхности НКТ используют так называемые пластинчатые скребки, закрепляемые на колонне штанг (на всей длине твердых отложений). Скребки устанавливаются на расстоянии один от другого, примерно равном длине хода полированного штока. В процессе работы установки колонна штанг поворачивается с помощью специального устройства, называемого штанговращателем и устанавливаемого на устье скважины. Привод штанговращателя механический и осуществляется от работающего станка-качалки. Пластинчатые скребки при вращении колонны штанг и при ходе «вверх—вниз» описывают винтовую линию, соскребая твердые осадки с внутренней поверхности НКТ, которые потоком продукции поднимаются наверх и поступают в выкидную линию.

Эксплуатация наклонно-направленных скважин СШНУ приводит к истиранию насосных штанг и труб с образованием щелей в трубах (а значит, к значительному снижению коэффициента подачи установки), а также к обрыву штанг. Основной метод борьбы с этими отрицательными явлениями — использование на колонне штанг так называемых центраторов. Известно большое количество различных центраторов, которые в принципе делятся на две группы: центраторы скольжения и центраторы качения (роликовые центраторы). Центраторы изготавливаются как из металла, так и из пластических материалов. Очевидно, что при установке центраторов на колонне штанг они одновременно выполняют и функцию скребков.

9.3.21. О ПРИМЕНЕНИИ ХВОСТОВИКОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН СШНУ

Особенности работы подъемников большого диаметра в интервале «забой — прием погружного оборудования» связаны с неполным выносом воды, ее накоплением, утяжелением столба водонеф-

тяной смеси и снижением депрессии на пласт. Это приводит к потере дебита, особенно заметного для категории низко- и среднедебитных скважин, т.е. той категории, которая эксплуатируется СШНУ. Предотвратить указанное явление можно, используя рекомендации, рассмотренные в главе 6.

Другим методом повышения дебита таких скважин за счет ликвидации репрессии предотвращением накопления воды в интервале «забой—прием» является использование хвостовиков, устанавливаемых ниже приема насоса.

Хвостовик представляет собой колонну насосно-компрессорных труб определенной длины с диаметром, как правило, меньшим диаметра основной колонны НКТ (подъемник) и используется для выноса воды из интервала «забой—прием».

Схемы СШНУ с использованием хвостовиков представлены на рис. 9.24. Различают две схемы хвостовиков: хвостовик, герметично соединенный с приемом насоса (рис. 9.24 а), и хвостовик на пакере, обеспечивающий сепарацию свободного газа на приеме насоса (рис. 9.24 б). Схема на рис. 9.24 а применяется тогда, когда количество свободного газа на приеме насоса невелико, а коэффициент наполнения насоса достаточно высок (продукция скважины с небольшим газовым фактором; большое давление у приема насоса и т.п.). Если газовый фактор продукции значителен или низко давление на приеме, то использование этой схемы нецелесообразно по причине низкого коэффициента наполнения. В этом случае необходимо использовать схему рис. 9.24 б. Расчет хвостовиков базируется на теоретических предпосылках, изложенных в главе 6.

При заданном диаметре хвостовика расчет сводится к определению его необходимой длины; при этом диаметр хвостовика необходимо брать меньшим, чем колонна НКТ.

Расчет длины хвостовика выполним для схемы рис. 9.24 а. Введем следующие обозначения:

$H_{сп}$ — глубина спуска насоса, м;

$d_{п}$ — внутренний диаметр подъемника (колонны НКТ), м;

$H_{хв}$ — длина хвостовика, м;

$d_{хв}$ — внутренний диаметр хвостовика, м;

$L_{с}$ — глубина скважины, м;

$D_{с}$ — внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Рассматривается стационарная работа системы. Объем скважины $V_{с}$ в интервале $[L_{с} - (H_{сп} + H_{хв})]$ таков:

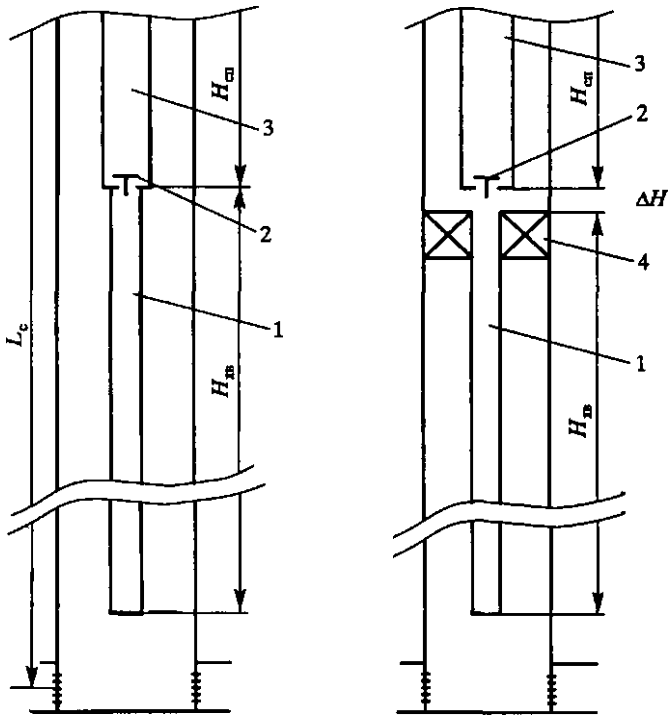
$$V_c = \frac{\pi}{4} D_c^2 \left[L_c - (H_{сп} + H_{хв}) \right], \tag{9.223}$$

а объем подъемника $V_п$

$$V_п = \frac{\pi}{4} \left(d_п^2 H_{сп} + d_{хв}^2 H_{хв} \right). \tag{9.224}$$

Приравнивая $V_c = V_п$, найдем длину хвостовика $H_{хв}$, при которой в интервале $[L_c - (H_{сп} + H_{хв})]$ не будет накопления воды:

$$H_{хв} = \frac{D_c^2 (L_c - H_{сп}) - d_п^2 H_{сп}}{D_c^2 + d_{хв}^2}. \tag{9.225}$$



а *б*

Рис. 9.24. Схемы СШНУ с хвостовиками:

а — хвостовик герметично соединен с приемом насоса; б — хвостовик на пакере, обеспечивающий сепарацию свободного газа на приеме насоса; 1 — хвостовик; 2 — прием насоса; 3 — колонна НКТ (подъемник); 4 — пакер

Плотности водонефтяной смеси в лифте и в скважине при условии накопления или ненакопления воды в интервале $[L_c - (H_{сп} + H_{хв})]$ рассчитываются по рекомендациям главы 6.

Таким образом, использование хвостовиков при эксплуатации скважин СШНУ позволяет существенно повысить технико-экономические показатели добычи нефти, создавая благоприятные условия рентабельной эксплуатации низкодебитных скважин.

9.4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ (УЭЦН)

Установки электрических погружных центробежных насосов относятся к классу бесштанговых установок и играют в нефтедобывающей промышленности России определяющую роль по объему добываемой нефти. Они предназначены для эксплуатации добывающих скважин различной глубины с различными свойствами добываемой продукции: безводная маловязкая и средней вязкости нефть; обводненная нефть; смесь нефти, воды и газа. Естественно, что и эффективность эксплуатации скважин УЭЦН может существенно различаться, т.к. свойства откачиваемой продукции влияют на выходные параметры установки.

Кроме того, УЭЦН имеют неоспоримые преимущества перед штанговыми установками не только за счет переноса приводного электродвигателя на забой и ликвидации колонны штанг, что существенно повышает КПД системы, но и за счет значительного диапазона рабочих подач (от нескольких десятков до нескольких сотен $м^3$/сут) и напоров (от нескольких сотен до нескольких тысяч метров) при сравнительно высокой наработке установки на отказ.

Рассмотрим более подробно принципиальную схему УЭЦН и назначение каждого из ее элементов.

9.4.1. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА УЭЦН И ЕЕ ЭЛЕМЕНТЫ

Установка ЭЦН является сложной технической системой и, несмотря на широко известный принцип действия центробежного насоса, представляет собой совокупность оригинальных по конструкции элементов. Принципиальная схема УЭЦН приведена на рис. 9.25. Установка состоит из двух частей: наземной и погружной. Наземная часть включает автотрансформатор 1; станцию управления 2; иногда кабельный

барабан 3 и оборудование устья скважины 4. Погружная часть включает колонну НКТ 5, на которой погружной агрегат спускается в скважину; бронированный трехжильный электрический кабель 6, по которому подается питающее напряжение погружному электродвигателю и который крепится к колонне НКТ специальными зажимами 7.

Погружной агрегат состоит из многоступенчатого центробежного насоса 8, оборудованного приемной сеткой 9 и обратным клапаном 10. Часто в комплект погружной установки входит сливной клапан 11,

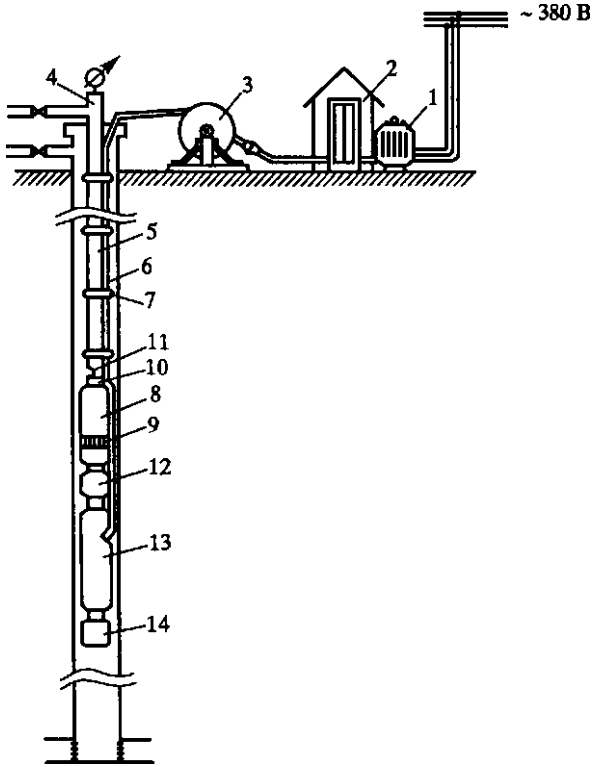


Рис. 9.25. Принципиальная схема УЭЦН:

1 — автотрансформатор; 2 — станция управления; 3 — кабельный барабан; 4 — оборудование устья скважины; 5 — колонна НКТ; 6 — бронированный электрический кабель; 7 — зажимы для кабеля; 8 — погружной многоступенчатый центробежный насос; 9 — приемная сетка насоса; 10 — обратный клапан; 11 — сливной клапан; 12 — узел гидрозащиты (протектор); 13 — погружной электродвигатель; 14 — компенсатор

через который сливается жидкость из НКТ при подъеме установки. В нижней части насос сочленен с узлом гидрозащиты (протектором) 12, который, в свою очередь, сочленен с погружным электродвигателем 13. В нижней части электродвигатель 13 имеет компенсатор 14.

Погружной центробежный насос конструктивно представляет собой совокупность ступеней небольшого диаметра, состоящих, в свою очередь, из рабочих колес и направляющих аппаратов, размещаемых в корпусе насоса (трубе). Рабочие колеса, изготавливаемые из чугуна, бронзы или пластических материалов, крепятся на валу насоса со скользящей посадкой с помощью специальной шпонки. Верхняя часть сборки рабочих колес (вала насоса) имеет опорную пяту (подшипник скольжения), закрепляемую в корпусе насоса. Каждое рабочее колесо опирается на торцевую поверхность направляющего аппарата. Нижний конец насоса имеет подшипниковый узел, состоящий из радиально-упорных подшипников. Узел подшипников изолирован от откачиваемой жидкости и в некоторых конструкциях вал насоса уплотняется специальным сальником. Погружной центробежный насос выполняется в виде отдельных секций с большим числом ступеней в каждой секции (до 120), что позволяет собирать насос с необходимым напором.

Отечественная промышленность выпускает насосы обычного и износостойкого исполнения. Насосы износостойкого исполнения предназначены для откачки из скважин жидкостей с определенным количеством механических примесей (указывается в паспорте насоса). По поперечным габаритам (диаметру корпуса) выпускаются насосы нескольких групп, соответствующих номинальному диаметру обсадных колонн (в дюймах) добывающих скважин: 5, 5А, 6.

По рабочим параметрам (подаче Q и напору H) выпускается широкая гамма погружных насосов, что позволяет использовать эти насосы для эксплуатации скважин различных категорий. Каждый погружной центробежный насос имеет свой шифр, в котором отражены диаметр эксплуатационной колонны, подача и напор при работе в оптимальном режиме. Например, насос ЭЦН6-500-750 — электрический центробежный насос для обсадных колонн диаметром 6", с оптимальной подачей 500 м^3/сут при напоре 750 м.

Погружной электрический двигатель (ПЭД) — двигатель специальной конструкции и представляет собой асинхронный двухполюсный двигатель переменного тока с короткозамкнутым ротором. Двигатель заполнен маловязким маслом, которое выполняет функ-

цию смазки подшипников ротора и отвода тепла к стенкам корпуса двигателя, омываемого потоком скважинной продукции.

Верхний конец вала электродвигателя подвешен на пяте скольжения. Ротор двигателя секционный; секции собраны на валу двигателя, изготовлены из пластин трансформаторного железа и имеют пазы, в которые вставлены алюминиевые стержни, закороченные с обеих сторон секции токопроводящими кольцами. Между секциями вал опирается на подшипники. По всей длине вал электродвигателя имеет отверстие для циркуляции масла внутри двигателя, осуществляемой также через паз статора. В нижней части двигателя имеется масляный фильтр. Секции статора разделены немагнитными пакетами, в которых расположены опорные радиальные подшипники. Нижний конец вала также закреплен в подшипнике.

Длина и диаметр двигателя определяют его мощность. Скорость вращения вала ПЭД зависит от частоты тока; при частоте переменного тока 50 Гц синхронная скорость составляет 3000 об/мин. Погружные электродвигатели маркируются с указанием мощности (в кВт) и наружного диаметра корпуса (мм), например, ПЭД 65-117 — погружной электродвигатель мощностью 65 кВт и наружным диаметром 117 мм. Необходимая мощность электродвигателя зависит от подачи и напора погружного центробежного насоса и может достигать сотен кВт.

Современные погружные электродвигатели комплектуются системами датчиков давления, температуры и других параметров, фиксируемых на глубине спуска агрегата, с передачей сигналов по электрическому кабелю на поверхность (станцию управления).

Узел гидрозащиты размещается между насосом и двигателем и предназначен для защиты электродвигателя от попадания в него откачиваемой продукции и смазки радиально-упорного подшипника насоса (при необходимости). Основной объем узла гидрозащиты, формируемый эластичным мешком, заполнен жидким маслом. Через обратный клапан наружная поверхность мешка воспринимает давление продукции скважины на глубине спуска погружного агрегата. Таким образом, внутри эластичного мешка, заполненного жидким маслом, давление равно давлению погружения. Для создания избыточного давления внутри этого мешка на валу протектора имеется турбинка. Жидкое масло через систему каналов под избыточным давлением поступает во внутреннюю полость электродвигателя, что предотвращает попадание скважинной продукции внутрь электродвигателя.

Компенсатор предназначен для компенсации объема масла внутри двигателя при изменении температурного режима электродвигателя (нагревание и охлаждение) и представляет собой эластичный мешок, заполненный жидким маслом и расположенный в корпусе. Корпус компенсатора имеет отверстия, сообщающие наружную поверхность мешка со скважиной. Внутренняя полость мешка связана с электродвигателем, а внешняя — со скважиной. При охлаждении масла объем его уменьшается, и скважинная жидкость через отверстия в корпусе компенсатора входит в зазор между наружной поверхностью мешка и внутренней стенкой корпуса компенсатора, создавая тем самым условия полного заполнения внутренней полости погружного электродвигателя маслом. При нагревании масла в электродвигателе объем его увеличивается, и масло перетекает во внутреннюю полость мешка компенсатора; при этом скважинная жидкость из зазора между наружной поверхностью мешка и внутренней поверхностью корпуса выдавливается через отверстия в скважину.

Все корпуса элементов погружного агрегата соединяются между собой фланцами со шпильками. Валы погружного насоса, узла гидрозащиты и погружного электродвигателя соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Таким образом, погружной агрегат УЭЦН представляет собой комплекс сложных электрических, механических и гидравлических устройств высокой надежности, что требует от персонала высокой квалификации.

Как уже отмечено, на выкиде погружного насоса устанавливаются обратный и сливной клапаны.

Обратный клапан размещается в головке насоса и предназначен для предотвращения слива жидкости через насос из колонны НКТ при остановках погружного агрегата. Остановки погружного агрегата происходят по многим причинам: отключение электроэнергии при аварии на силовой линии; отключение из-за срабатывания защиты ПЭД; отключение при периодической эксплуатации и т.п. При остановке (обесточивании) погружного агрегата столб жидкости из НКТ начинает стекать через насос в скважину, раскручивая вал насоса (а значит, и вал погружного электродвигателя) в обратном направлении. Если в этот период возобновляется подача электроэнергии, ПЭД начинает вращаться в прямом направлении, преодолевая огромную силу. Пусковой ток ПЭД в этот момент может превысить допустимые пределы, и, если не сработает защита, электродвигатель выходит из

строя. Чтобы предотвратить это явление и сократить простои скважины, погружной насос оборудуют обратным клапаном.

С другой стороны, наличие обратного клапана при подъеме погружного агрегата не позволяет жидкости стекать из колонны НКТ. Подъем установки проводят, когда колонна НКТ заполнена скважинной продукцией, которая выливается на устье, создавая сверхтяжелые условия работы бригаде подземного ремонта и нарушая все условия обеспечения безопасности жизнедеятельности, противопожарной и экологической защиты, что недопустимо. Поэтому погружной насос оборудуют так называемым сливным клапаном.

Сливной клапан размещается в специальной муфте, соединяющей между собой насосно-компрессорные трубы, и представляет собой, как правило, бронзовую трубку, один конец которой запаян, а другой, открытый конец, на резьбе вворачивается в муфту изнутри. Сливной клапан располагается горизонтально по отношению к вертикальной колонне НКТ. При необходимости подъема установки из скважины в колонну НКТ сбрасывается небольшой груз, который обламывает бронзовую трубку сливного клапана, и жидкость из НКТ при подъеме сливается в затрубное пространство.

Электрический кабель предназначен для подачи питающего напряжения на клеммы погружного электродвигателя. Кабель трехжильный, с резиновой или полиэтиленовой изоляцией жил и сверху покрыт металлической броней. Поверхностное бронирование кабеля осуществляется стальной оцинкованной профилированной лентой, что предотвращает токоведущие жилы от механических повреждений при спуске и подъеме установки. Выпускаются кабели круглые и плоские. Плоский кабель имеет меньшие радиальные габариты. Кабели зашифрованы следующим образом: КРБК, КРБП, КПБК, КПБП — кабель с резиновой изоляцией, бронированный, круглый; кабель с резиновой изоляцией, бронированный, плоский; кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, круглый; кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский.

Жилы медные, с различным сечением; например, КПБП 3×16: кабель с полиэтиленовой изоляцией, бронированный, плоский, трехжильный с площадью поперечного сечения каждой жилы 16 мм^2.

Кабель крепится к колонне НКТ в двух местах: над муфтой и под муфтой. В настоящее время преимущественно применяются кабели с полиэтиленовой изоляцией.

Автотрансформатор предназначен для повышения напряжения, подаваемого на клеммы погружного электродвигателя. Сетевое напряжение составляет 380 В, а рабочее напряжение электродвигателей в зависимости от мощности изменяется от примерно 400 В до 2000 В. С помощью автотрансформатора напряжение промысловой сети 380 В повышается до рабочего напряжения каждого конкретного погружного электродвигателя с учетом потерь напряжения в подводящем кабеле. Типоразмер автотрансформатора соответствует мощности используемого погружного электродвигателя.

Станция управления предназначена для управления работой и защиты УЭЦН и может работать в ручном и автоматическом режимах. Станция оснащена необходимыми контрольно-измерительными системами, автоматами, всевозможными реле (максимальные, минимальные, промежуточные, реле времени и т.п.). При возникновении нештатных ситуаций срабатывают соответствующие системы защиты, и установка отключается.

Станция управления выполнена в металлическом ящике, может устанавливаться на открытом воздухе, но часто размещается в специальной будке.

Следует отметить, что созданы установки погружных центробежных электронасосов, спускаемых в скважину на кабель-канате (без использования колонны НКТ). Обладая определенными преимуществами по сравнению с классической установкой, установка на кабель-канате имеет и серьезные недостатки: необходимость использования сложного шлипсового пакера, на который действует нагрузка от веса самой установки и от поднимаемой продукции, т.к. подъем продукции происходит по обсадной колонне; более тяжелые условия работы погружного агрегата, находящегося под давлением системы нагнетания; сложность борьбы с твердыми отложениями (парафин, соли) в обсадной колонне; более тяжелые условия работы кабель-каната, находящегося под давлением на выкиде насоса. В настоящее время эти установки для добычи нефти не применяются.

9.4.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Графические зависимости напора H, КПД η и потребляемой мощности N от подачи погружного центробежного насоса Q называются характеристиками насоса. Характеристики насоса снимаются при испытании на технической воде плотностью 1000 кг/м^3

и вязкостью 1 мПа·с и представляются в специальной литературе в виде графиков: Q—H, Q—N, Q—η (рис. 9.26). Введем следующие обозначения:

— $Q_{опт}$ — подача насоса на оптимальном режиме работы, м³/сут;
— Q_1—Q_2 — рациональная область работы насоса, м³/сут;
— Q_0 — режим нулевой подачи;
— $H_{опт}$ — напор на режиме оптимальной подачи, м;
— H_1—H_2 — напоры в рациональной области подач, м;
— H_0 — напор на режиме нулевой подачи, м;
— $N_{хх}$ — мощность холостого хода (при $Q = 0$), кВт;
— $\eta_{макс}$ — максимальный КПД насоса при $Q_{опт}$, %;
— $\eta_1 = \eta_2$ — минимальный КПД насоса в рациональной области, %.

Видно, что наивысший КПД насоса достигается при работе на оптимальной подаче $Q_{опт}$. Чтобы закрыть эксплуатационные условия огромного количества добывающих скважин по производительности, промышленность должна выпускать огромную номенклатуру погружных насосов, что нереально. Поэтому условимся, что каждый типоразмер выпускаемого насоса может работать в определенном диапазоне подач Q_1—Q_2, правда, с меньшим, чем $\eta_{макс}$ КПД. Рациональная область работы насоса может быть определена для каждого типоразмера насоса, с допущением, что КПД в этой обла-

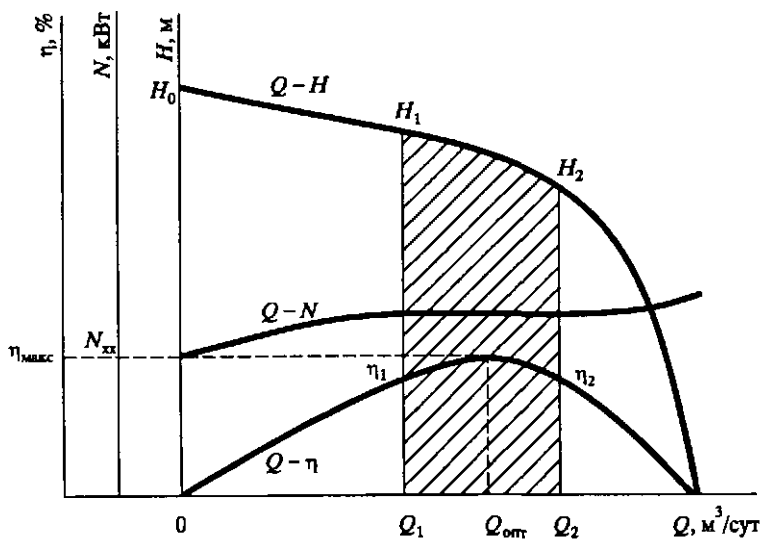


Рис. 9.26. Характеристики погружного центробежного насоса

сти не снизится ниже величины $\eta_1 = \eta_2$. Эта величина может быть рассчитана следующим образом:

$$\eta_1 = \eta_2 = \eta_{макс} - (5–6)\ \%, \qquad (9.226)$$

т.е. допускается работа насоса с КПД на 5–6 % ниже максимальной величины $\eta_{макс}$. Такой подход существенно расширяет область применения выпускаемых наружных центробежных насосов и ограничивает количество их типоразмеров.

Для характеристик насоса, представленных на рис. 9.26, напор на режиме нулевой подачи H_0 является максимальным и практически малозависимым от свойств откачиваемой жидкости, т.е. $H_0 \approx \text{const}$. Мощность холостого хода $N_{хх}$ расходуется на преодоление механического и гидравлического трения при вращении вала насоса с рабочими колесами в откачиваемой продукции (при $Q = 0$).

Зависимость напора от подачи Q—H будем называть основной характеристикой насоса. По форме основной характеристики все погружные центробежные насосы можно разделить на три типа (рис. 9.27):

— характеристика с максимальной точкой;

— пологопадающая характеристика;

— крутопадающая характеристика.

По целому ряду причин наихудшими для эксплуатации скважин являются насосы с характеристикой с максимальной точкой, а наилучшими — насосы с пологопадающей характеристикой. Как видно из рис. 9.27, потеря напора в рациональной области подач для насосов с характеристикой с максимальной точкой составляет ΔH_1; для насосов с пологопадающей характеристикой — ΔH_2; для насосов с крутопадающей характеристикой — ΔH_3; при этом $\Delta H_1 > \Delta H_3 > \Delta H_2$. Таким образом, наименьшая потеря напора в рациональной области работы насоса характерна для насосов с пологопадающей характеристикой, что является их существенным эксплуатационным преимуществом.

Паспортные характеристики погружных центробежных насосов, как уже отмечалось, получены при работе на воде. Разнообразие эксплуатационных условий скважин трансформирует водяные характеристики, иногда существенно. Основное влияние на характеристики центробежных насосов оказывают вязкость откачиваемой жидкости и содержание в жидкости свободного газа.

Многолетняя практика широкомасштабного применения погружных центробежных электронасосов позволила выявить еще

одну особенность: реальные характеристики серийных насосов при их стендовых испытаниях на технической воде несколько отличаются от паспортных. Как правило, реальные характеристики Q—H и Q—η располагаются ниже паспортных, что требует корректировки паспортных характеристик.

9.4.3. КОРРЕКТИРОВКА ПАСПОРТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

При подборе погружного центробежного насоса для эксплуатации скважин необходимо предварительно скорректировать паспортные характеристики для получения реальных характеристик насоса. Реальные характеристики можно получить после проведения стендовых испытаний каждого насоса при работе его на технической воде. Однако на практике этот путь не всегда осуществим по целому ряду объективных причин. В этом случае реальные харак-

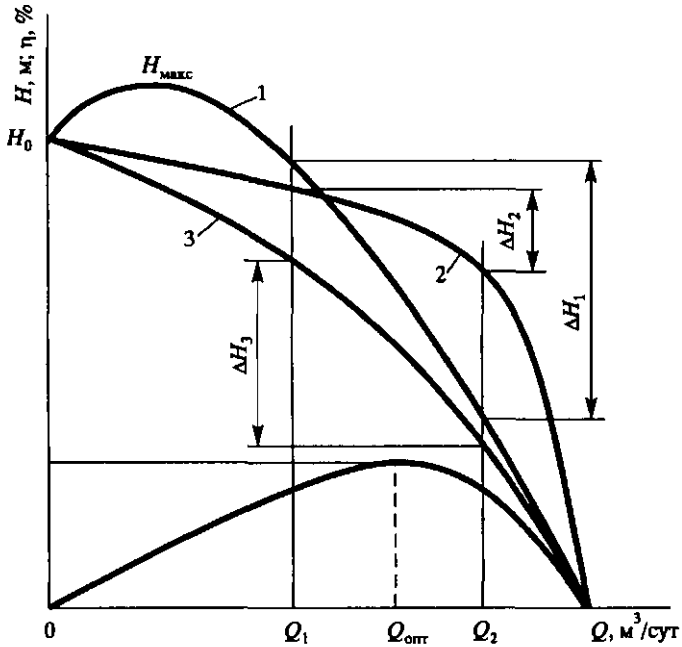


Рис. 9.27. Типы характеристик погружных центробежных насосов:
1 — с максимальной точкой; 2 — пологопадающая; 3 — крутопадающая

теристики можно получить путем корректировки паспортных. Корректировке подлежат два параметра: напор и КПД. Зависимость Q—N остается паспортной. Алгоритм корректировки паспортных характеристик заключается в следующем:

1. Для данного насоса выбирают ряд значений подач Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д., часть из которых находится слева, а часть — справа от оптимальной подачи данного насоса $Q_{опт}$.

2. Для выбранных подач Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 и т.д с паспортных характеристик этого насоса определяют соответствующие этим подачам напоры H_1, H_2, H_3, H_4 и т.д., а также КПД η_1, η_2, η_3, η_4 и т.д.

3. Рассчитывают снижение напора ΔH по следующей формуле:

$$\Delta H = 0{,}92\, H_{опт} / (3{,}9 + 0{,}023 Q_{опт}), \qquad (9.227)$$

где $H_{опт}$, $Q_{опт}$ — соответственно паспортные напор и подача на оптимальном режиме работы насоса (при $\eta_{макс}$).

4. Рассчитывают скорректированные (реальные) напор H_1', H_2', H_3', H_4' и КПД $\eta_1', \eta_2', \eta_3', \eta_4'$ и т.д. по следующим формулам:

$$H_i' = H_i - \Delta H, \qquad (9.228)$$

$$\eta_i' = \eta_i (1 - \Delta H / H_i), \qquad (9.229)$$

где i — порядковый номер выбранных подач (1, 2, 3, 4 и т.д.).

По вычисленным значениям H_i' и η_i' строят скорректированные (реальные) характеристики Q—H_i' и Q—η_i', которые для насоса ЭЦН5А-360-600 представлены на рис. 9.28. Указанные скорректированные характеристики (пунктирные линии) и должны использоваться в дальнейшем при подборе установок к конкретным условиям скважин.

9.4.4. ВЛИЯНИЕ ВЯЗКОСТИ ОТКАЧИВАЕМОЙ ЖИДКОСТИ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Влияние вязкости жидкости на характеристики центробежного насоса изучалось экспериментально многими отечественными и зарубежными исследователями. Прежде чем приступить к изложению и обобщению результатов этих исследований, остановимся вкратце на необходимых и достаточных критериях подобия, используемых при обобщении экспериментальных данных о влиянии вязкости жидкости на внешние параметры работы центробежного насоса, которые найдены из анализа размерностей. Основными величинами центробежных насосов, по А.И. Степанову, являются:

Q — подача (объем в единицу времени), L^3T^{-1};
H — напор насоса, L;
n — число оборотов вала насоса, T^{-1};
D — диаметр рабочего колеса, характеризующий размер насоса для ряда подобных насосов, L;
g — ускорение силы тяжести, LT^{-2};
ρ — плотность жидкости, ML^{-3};
μ — вязкость жидкости, $ML^{-1}T^{-1}$;
E — энергия, приложенная к валу насоса, получаемая в форме полезной работы насоса и равная mgH, ML^2T^{-2}.

Принимая E, D и ρ в качестве трех независимых переменных, можно получить следующие критерии подобия:

$$\pi_1 = Q/\left[(gH)^{\frac{1}{2}} D^2\right], \tag{9.230}$$

$$\pi_2 = nD/(gH)^{\frac{1}{2}}, \tag{9.231}$$

$$\pi_3 = \nu/\left[D(gH)^{\frac{1}{2}}\right], \tag{9.232}$$

$$\pi_4 = \pi_1/\pi_3 = Q/(\nu D), \tag{9.233}$$

$$\pi_5 = \pi_1^{\frac{1}{2}} \cdot \pi_2 = nQ^{\frac{1}{2}}/(gH)^{\frac{3}{4}}, \tag{9.234}$$

$$\pi_6 = \pi_1/\pi_2 = Q/\left(nD^3\right), \tag{9.235}$$

$$\pi_7 = 1/\pi_2^2 = gH/\left(n^2D^2\right), \tag{9.236}$$

где ν — кинематическая вязкость жидкости, L^2T^{-1}.

П.Д. Ляпковым критерии подобия даны в следующем виде:

$$\pi_7' = g\ H/\left(n^2D^2\right), \tag{9.237}$$

$$\pi_6' = Q/\left(nD^3\right), \tag{9.238}$$

$$\pi_4' = \pi_3/\pi_2 = \nu/\left(nD^2\right). \tag{9.239}$$

Критерии π_7 и π_7' могут быть названы критериями удельного напора и характеризуют энергию, подведенную к единице массы

жидкости за один оборот при колесе диаметром 1 м; они постоянны для всех подобных насосов.

Критерии π_6 и π_6' называются удельной подачей — объем жидкости, перемещаемый колесом насоса диаметром 1 м за один об/с; постоянны для всех подобных насосов.

Критерий π_5 называется коэффициентом быстроходности, а критерий π_4 является одной из форм записи числа Re. Критерий π_4' численно равен обратной величине числа Рейнольдса.

При теоретических исследованиях, обобщении и анализе экспериментальных данных применяются следующие формы записи числа Рейнольдса:

$$\mathrm{Re} = \left(r_2^2\omega\right)/\nu = \left(u_2 r_2\right)/\nu, \tag{9.240}$$

$$\mathrm{Re} = \left(r_2^2 b_2\omega\right)/\nu, \tag{9.241}$$

$$\mathrm{Re} = \left(D_2\sqrt{H_{\text{v опт}}}\right)/\nu, \tag{9.242}$$

$$\mathrm{Re} = \left(nQ_{\text{v опт}}\right)/\left(\nu\sqrt{H_{\text{в опт}}}\right),, \tag{9.243}$$

$$\mathrm{Re} = \left(nQ_{\text{v опт}}\right)/\left(\nu\sqrt{H_{\text{v опт}}}\right), \tag{9.244}$$

$$\mathrm{Re} = Q_{\text{v опт}}/\left(D_2\nu\right), \tag{9.245}$$

$$\mathrm{Re} = Q_{\text{в опт}}/\left(D_2\nu\right), \tag{9.246}$$

$$\mathrm{Re} = Q_{\text{v опт}}/\left(D_0\nu\right), \tag{9.247}$$

$$\mathrm{Re} = Q_{\text{в опт}}/\left(\nu\sqrt{4D_2 e_2\varphi_2}\right), \tag{9.248}$$

$$\mathrm{Re} = \left(\sqrt[3]{nQ_{\text{в опт}}^2}\right)/\nu, \tag{9.249}$$

где r_2 — наружный радиус рабочего колеса, м;

u_2 — окружная скорость жидкости на выходе из колеса, м/с;

b_2 — ширина рабочего колеса на выходе, м;

D_2 — наружный диаметр рабочего колеса, м;

ω — угловая скорость, $с^{-1}$;

φ_2 — коэффициент стеснения площади выхода из колеса его лопатками;

$Q_{в\,опт}$, $Q_{у\,опт}$, $H_{в\,опт}$, $H_{у\,опт}$ — соответственно подача и напор одной ступени в оптимальном режиме при работе на пресной воде стандартной температуры и на вязкой жидкости, м^3/с, м.

В области больших и средних значений Re наилучшим образом можно обобщить данные по изменению внешних параметров насоса, работающего на вязких жидкостях, использованием числа Re в форме (9.249). Для небольших значений Re можно использовать формы записи Re (9.241÷9.248).

Анализ многочисленных экспериментальных исследований различных центробежных насосов показал, что при увеличении вязкости жидкости снижаются напор и подача, потребляемая же насосом мощность увеличивается. Чтобы получить наглядное представление об изменении рабочих параметров центробежного насоса (Q, H, η и N), на рис. 9.29 в качестве примера приведены экспериментальные характеристики ступени американского насоса РЭДА В-16. Видно, что увеличение вязкости жидкости существенно влияет на параметры его работы в сравнении с таковыми при работе на воде.

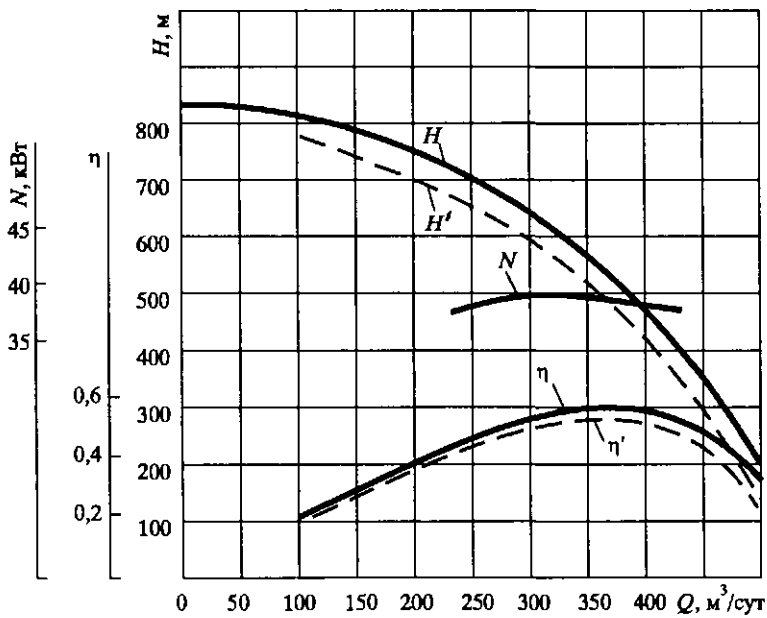


Рис. 9.28. Паспортные (1) и скорректированные (2) характеристики погружного центробежного электронасоса ЭЦН5А-360-600;

——— — 1, — — — 2

П.Д. Ляпковым разработан универсальный способ пересчета характеристик центробежных насосов с воды на ньютоновскую жидкость любой вязкости. Этот способ базируется на использовании числа Рейнольдса в форме (9.249) и представлен в виде номограммы на рис. 9.30. Пользование представленной номограммой состоит в следующем.

По водяной (скорректированной) характеристике насоса для оптимального режима определяется подача $Q_{в\,опт}$, а из паспортных данных — число оборотов вала насоса в минуту n. Полученное значение $Q_{в\,опт}$ откладывается на шкале подач номограммы. Из полученной точки проводится вертикальная линия вверх до пересечения с соответствующей линией числа оборотов n. Из точки пересечения линий $Q_{в\,опт}$ и n проводится горизонтальная линия до пересечения с линией ν, соответствующей среднему значению кинематической вязкости жидкости в насосе. Из точки пересечения этих линий проводится вертикальная прямая до пересечения ее с соответствующими кривыми пересчетных коэффициентов: K_Q, K_H и K_η. Полученные точки пересечения дают значения пересчетных коэффициентов для определения подачи, напора и КПД при работе насоса на вязкой жидкости Q_ν, H_ν, η_ν, рассчитываемых по следующим формулам:

$$Q_{\nu\,опт} = K_Q Q_{в\,опт}, \qquad (2.250)$$

$$H_\nu = K_H H_в, \qquad (2.251)$$

$$\eta_\nu = K_\nu \eta_в. \qquad (2.252)$$

Формула (2.250) позволяет рассчитать по K_Q и $Q_{в\,опт}$ значение подачи $Q_{\nu\,опт}$ насоса в оптимальном режиме его работы на вязкой жидкости. Для определения параметров $H_{\nu\,опт}$ и $\eta_{\nu\,опт}$ работы насоса на вязкой жидкости в оптимальном режиме следует в формулы (2.251) и (2.252) подставить значения $H_{в\,опт}$ и $\eta_{в\,опт}$, взятые для оптимального режима по скорректированным характеристикам работы насоса на воде; для определения напора H_ν и КПД η_ν при работе на вязкой жидкости с подачами $0{,}4Q_{в\,опт}$; $0{,}6Q_{в\,опт}$; $0{,}8Q_{в\,опт}$; $1{,}2\,Q_{в\,опт}$ и $1{,}4\,Q_{в\,опт}$ необходимо в формулы (2.251) и (2.252) подставить значения $H_в$ и $\eta_в$, взятые соответственно для $Q_в = 0{,}4\,Q_{в\,опт}$; $Q_в = 0{,}6\,Q_{в\,опт}$; $Q_в = 0{,}8\,Q_{в\,опт}$; $Q_в = 1{,}2\,Q_{в\,опт}$ и $Q_в = 1{,}4\,Q_{в\,опт}$ из скорректированных характеристик работы насоса на воде.

В качестве коэффициента K_η в формулу (2.252) во всех случаях подставляется одно и то же значение коэффициента K_η независимо от режима работы насоса. В качестве коэффициентов K_H в формулу (9.251) подставляются значения, найденные по точкам пересе-

чения вертикальной линии (прямой) с соответствующими кривыми подач.

Найденные значения H_v и η_v для различных Q_v позволяют построить в интервале подач $0{,}4 \le Q_v/Q_{в\,опт} \le 1{,}4$ характеристики Q_v—H_v и Q_v— η_v.

Зависимость Q_v—N_v может быть построена после расчета соответствующих значений Q_v и H_v для рассматриваемых режимов работы насоса по формуле:

$$N_v = (KQ_v H_v \rho g)/\eta_v, \qquad (2.253)$$

где K — числовой безразмерный коэффициент;

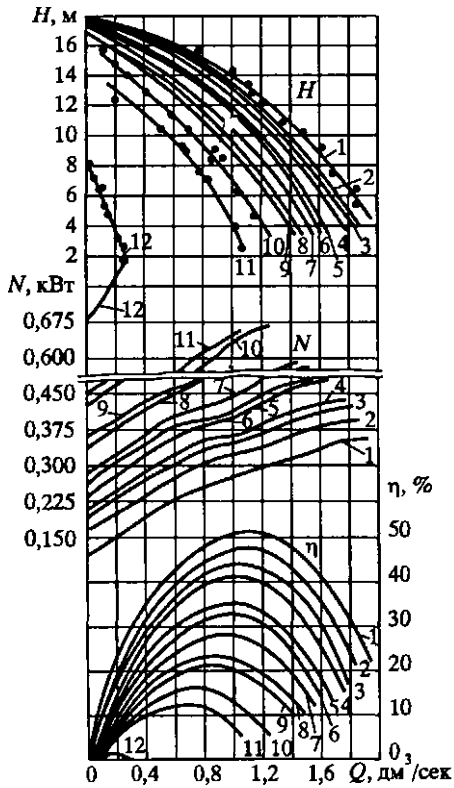


Рис. 9.29. Характеристики ступени насоса РЭДА В-16:

1 — ν = 0,01 см²/с; 12 — ν = 3,25 см²/с. Остальные номера кривых соответствуют работе насоса на вязкостях 0,01 < ν < 3,25 см²/с

ρ — плотность вязкой жидкости, кг/м^3.

Таким образом, пересчет скорректированных характеристик центробежных насосов на ньютоновскую жидкость любой вязкости (при качественном изготовлении насосов) может быть выполнен по вышеописанному способу.

Эксплуатация обводненных скважин УЭЦН выявила характерную особенность — образование водонефтяной эмульсии, которая обнаруживается на выкиде погружного центробежного насоса. Влияет ли и каким образом водонефтяная эмульсия на рабочие параметры центробежного насоса?

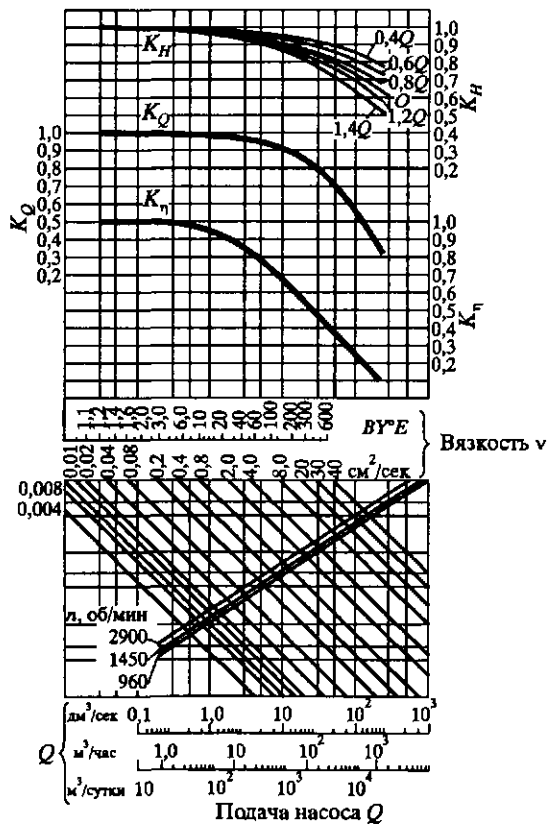


Рис. 9.30. Номограмма для определения параметров работы центробежных насосов на вязких жидкостях по шести параметрам при работе на воде

9.4.5. ВЛИЯНИЕ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ НА РАБОТУ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

С точки зрения оценки работоспособности центробежных насосов на водонефтяных эмульсиях необходимо вкратце остановиться на важнейших свойствах последних и возможности их образования в различных элементах добывающей системы.

9.4.5.1. Образование и некоторые свойства водонефтяных эмульсий

Процесс образования эмульсии по существующему представлению состоит в диспергировании одной нерастворимой жидкости в другой нерастворимой жидкости и образовании на диспергированных частицах дисперсной фазы прочной адсорбционной стабилизирующей пленки, препятствующей коалесценции и расслоению эмульсии. Образование эмульсии может происходить в двух вариантах: самопроизвольное — при наличии в смешиваемых жидкостях компонентов, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела двух жидкостей, и принудительное — при интенсивном перемешивании жидкостей. Можно предполагать, что в нефтепромысловой практике процесс образования эмульсии идет комплексно, т.е. самопроизвольное диспергирование сочетается с принудительным; точнее, наряду с процессом интенсивного перемешивания жидкостей, идет физико-химический процесс образования на диспергированных частицах прочных стабилизирующих пленок.

Не останавливаясь на механизме образования эмульсий, отметим, что прочная адсорбционная пленка на диспергированных частицах состоит из ряда веществ: кислот, низко- и высокомолекулярных смол, асфальтенов, микрочастиц парафинов и минералов, т.е. тех, которые присутствуют в растворенном или коллоидном состоянии в нефтях практически всех месторождений. Кроме того, пластовые минерализованные воды, содержащие ионы кальция и магния, увеличивают возможность и уменьшают время эмульгирования; ионы же хлористого натрия увеличивают время образования эмульсии.

Считается, что физико-химические свойства добываемой нефти и пластовой воды способствуют образованию прочных водонефтяных эмульсий.

Наиболее важным свойством эмульсии является ее вязкость, которая, в зависимости от условий образования, значительно превышает вязкости жидкостей, образующих ее, т.е. вязкость эмульсии

не подчиняется закону аддитивности. Вязкость водонефтяных эмульсий зависит, во-первых, от наличия эмульгаторов и создания прочной межфазной поверхностной пленки, т.е. состава и свойств вод и нефтей, образующих эмульсию, и, во-вторых, от процентного соотношения дисперсной фазы и дисперсионной среды, степени дисперсности, внешних условий образования эмульсии (давление и температура) и от градиента скорости. Такая сложная взаимосвязь не позволяет получить в настоящее время теоретической зависимости вязкости эмульсий от факторов, влияющих на нее.

Вязкость и стойкость водонефтяной эмульсии зависят и от соотношения фаз: как правило, увеличение дисперсной фазы (воды) до определенного предела приводит к значительному повышению вязкости эмульсии. Для различных нефтяных месторождений величина этого предела колеблется от 35 до 70%, что видно из рис. 9.31 (исследования проведены при температуре 293 К). Дальнейшее увеличение процентного содержания воды приводит к резкому снижению вязкости эмульсии и ее стойкости. Вязкость и стойкость эмульсии в значительной степени определяются размерами частиц дисперсной фазы; чем меньше диаметр частиц дисперсной фазы, тем больше вязкость и выше стойкость эмульсии. Дисперсность эмульсии зависит от физико-химических свойств смешиваемых жидкостей, интенсивности перемешивания, концентрации дисперсной фазы, а также от скорости и времени диспергирования. Установлено, что увеличение времени перемешивания жидкостей приводит к увеличению вязкости эмульсии.

На способность образования водонефтяных эмульсий существенное влияние оказывают давление и температура, а на их стойкость — время существования эмульсии. Изменение давления приводит к изменению межфазного натяжения; если для смешиваемых жидкостей существует давление смешения, при котором исчезает поверхность раздела между фазами, то процесс диспергирования облегчается. Если такого давления не существует, то увеличение давления, кроме изменения вязкости смешиваемых жидкостей, приводит к ухудшению процесса диспергирования. В настоящее время принято считать, что повышение температуры свыше 293 К ведет к увеличению времени образования эмульсии за счет понижения вязкости и прочности граничных пленок, к растворению ряда смол, асфальтенов и др. Увеличение температуры до 293 К приводит к ускорению процесса эмульсиеобразования.

Время существования эмульсии сильно влияет на ее стойкость благодаря упрочнению пленок на диспергированных частицах. Для

отдельных нефтей вязкость пленок через 24 часа при температуре 290 К увеличивается в тысячи и десятки тысяч раз.

Одним из важных свойств эмульсий является обращение фаз (инверсия), зависящее от физико-химических свойств смешиваемых жидкостей, соотношения объемов фаз, дисперсности, природы эмульгатора и его количества в эмульсии.

Таким образом, водонефтяные эмульсии являются чрезвычайно сложными системами, аналитическое исследование которых в настоящее время маловероятно.

9.4.5.2. Причины и места образования водонефтяных эмульсий в добывающей системе

Анализ пластовых флюидов подавляющего большинства нефтяных месторождений России показывает, что они склонны к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Так, большинство нефтей в своем составе имеют силикагелевые смолы, парафины, асфальтены, серу и др., процентное соотношение которых может значительно изменяться. В химическом составе пластовых вод содержатся ионы Cl,

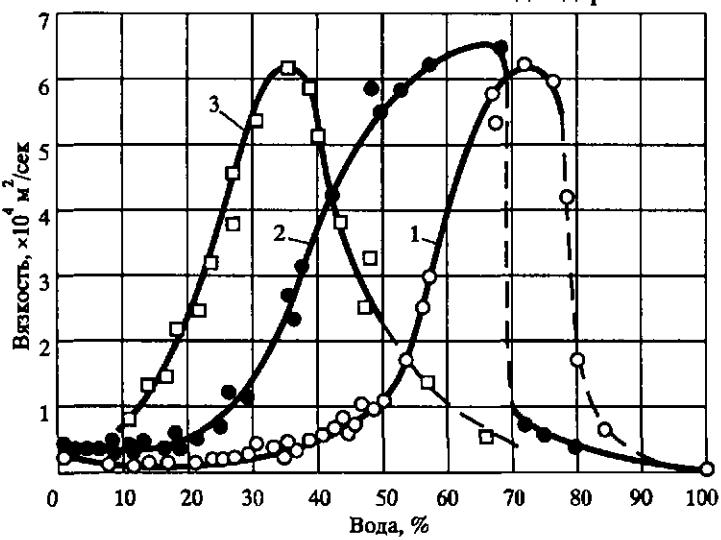


Рис. 9.31. Зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от процентного содержания воды (дисперсной фазы):

1 — нефть пласта Д1 Шкаповского нефтяного месторождения и пресная вода; 2 — нефть углеиосной свиты Арланского месторождения и пластовая вода; 3 — нефти пласта Д1 Туймазинского, Серафимовского и Шкаповского месторождений и пластовая вода

SO_4, Na, Mg, Ca, HCO_3, J и других элементов и соединений. Таким образом, присутствующие в пластовых жидкостях компоненты, при определенных условиях их сосуществования, характеризуют эти жидкости как склонные к образованию эмульсий.

В процессе добычи нефти возможность образования эмульсий в продуктивном пласте и в интервале его перфорации незначительна. Чрезвычайно мала вероятность образования эмульсий и в интервале «забой—прием погружного оборудования», в чем нас убеждают многочисленные результаты исследования этого интервала путем отбора проб. Не образуется стойких водонефтяных эмульсий и в фонтанных скважинах, работающих без штуцера; при работе со штуцерами в фонтанных скважинах могут образовываться водонефтяные эмульсии. Некоторые исследователи отмечали образование водонефтяных эмульсий в скважинах, эксплуатируемых компрессорным способом (в месте ввода газа).

Глубиннонасосный способ эксплуатации в силу своей специфики более склонен к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Наиболее вероятными местами образования эмульсии при штанговой эксплуатации являются клапаны глубинного насоса и колонна НКТ. Длительный период пребывания воды и нефти в колонне НКТ, циклический характер подачи жидкости в трубы и возвратно-поступательное движение колонны штанг с множеством муфтовых соединений способствуют интенсивному перемешиванию жидкости и ее диспергированию с образованием водонефтяной эмульсии.

Промысловые наблюдения показывают: наиболее стойкие эмульсии образуются в скважинах, эксплуатируемых погружными центробежными насосами.

Есть несколько причин, способствующих в этом случае образованию эмульсий: неравномерность поля скоростей и давлений в рабочем колесе, направляющем аппарате и в зазорах между ними приводит к образованию турбулентных зон и вихрей. В частности, образование вихрей зависит и от режима работы насоса, особенно в области подач $Q < Q_{опт}$. Выход жидкости из рабочего колеса и дальнейшее ее движение в направляющий аппарат связаны с явлением, аналогичным удару. Таким образом, в центробежном насосе основным местом образования эмульсии являются рабочие органы (рабочие колеса и направляющие аппараты), а режим работы насоса и физико-химические свойства воды и нефти в значительной мере определяют степень эмульсиеобразования.

9.4.5.3. Номограмма для расчета параметров работы центробежных насосов на водонефтяных эмульсиях

В 1960–1965 годах на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных месторождений МИНХ и ГП им.И.М. Губкина выполнен цикл исследований по влиянию свойств водонефтяных эмульсий и газожидкостных смесей на параметры работы погружных центробежных насосов. Установлено, что при работе центробежных насосов на водонефтяных эмульсиях их рабочие параметры изменяются тем в большей степени, чем выше вязкость эмульсии (в сравнении с параметрами их работы на воде); при этом подача, напор и КПД снижаются, а потребляемая насосом мощность возрастает.

Результаты этих исследований представлены в виде зависимостей коэффициентов K_Q, K_H и K_η, вычисляемых по формулам (9.250+9.252)

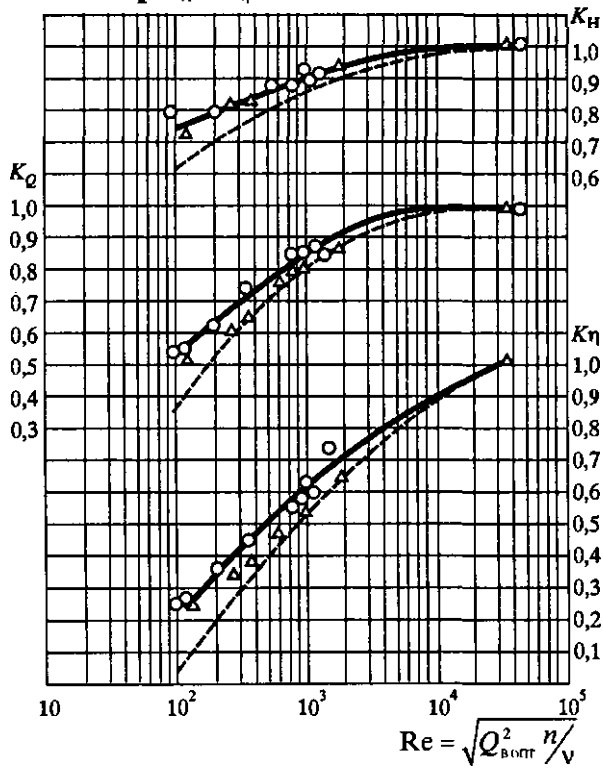


Рис. 9.32. Зависимости коэффициентов K_Q, K_H и K_η в функции числа Re для оптимального режима работы $Q_{\text{в опт}}$

в функции числа Рейнольдса, вычисляемого по формуле (9.249). На рис. 9.32 представлены зависимости коэффициентов K_Q, K_H и K_η в функции числа Re, полученные в результате обработки проведенных исследований для оптимального режима работы насоса. Здесь же для сравнения представлены зависимости этих коэффициентов для ньютоновских жидкостей тех же вязкостей, что и водонефтяные эмульсии (на рис. 9.32 показаны пунктирными линиями). На рис. 9.33 представлены зависимости K_H в функции числа Рейнольдса для других режимов работы насоса (0,4; 0,6; 0,8; 1,2; 1,4) $Q_{в\,опт}$.

Анализ данных зависимостей показывает, что коэффициенты напора K_H для водонефтяных эмульсий при работе насоса во всей области исследованных подач (0,4÷1,4)$Q_{в\,опт}$ в функции числа Рейнольдса изменяются несущественно при постоянном значении Re. Так, при Re = 10^3

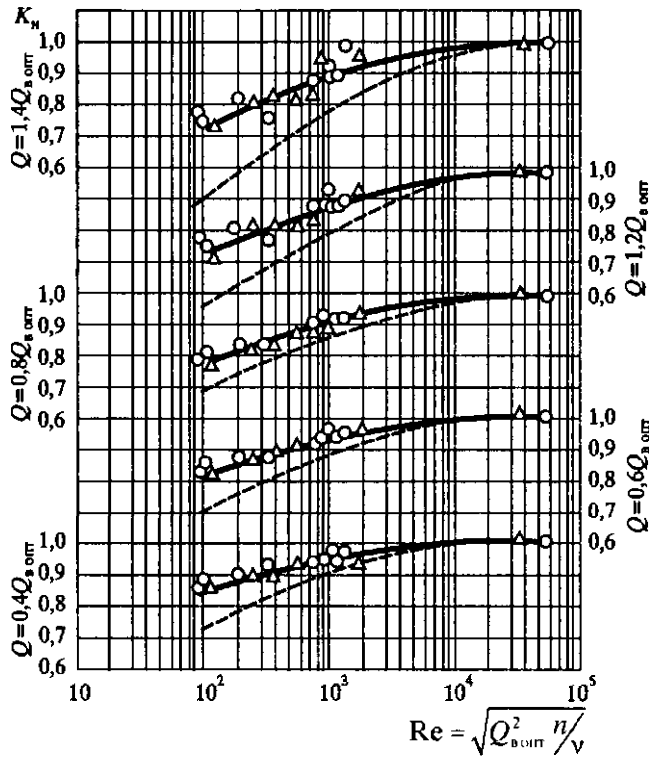


Рис. 9.33. Зависимости K_H в функции числа Re для режимов работы (0,4; 0,6; 0,8; 1,2; 1,4) $Q_{в\,опт}$

эти коэффициенты изменяются от 0,93 при $Q = 1{,}4Q_{в\,опт}$ до 0,87 при $Q = 0{,}4Q_{в\,опт}$, т.е. разница в коэффициентах $K_Н$ составляет всего около 7%. Примерно такая же разница в этих коэффициентах остается и при других числах Рейнольдса. Это позволяет для всей области исследованных подач использовать единую зависимость для коэффициента $K_Н$, что и принято при построении номограммы. На основании рис. 9.32 и 9.33 построена номограмма, позволяющая пересчитывать

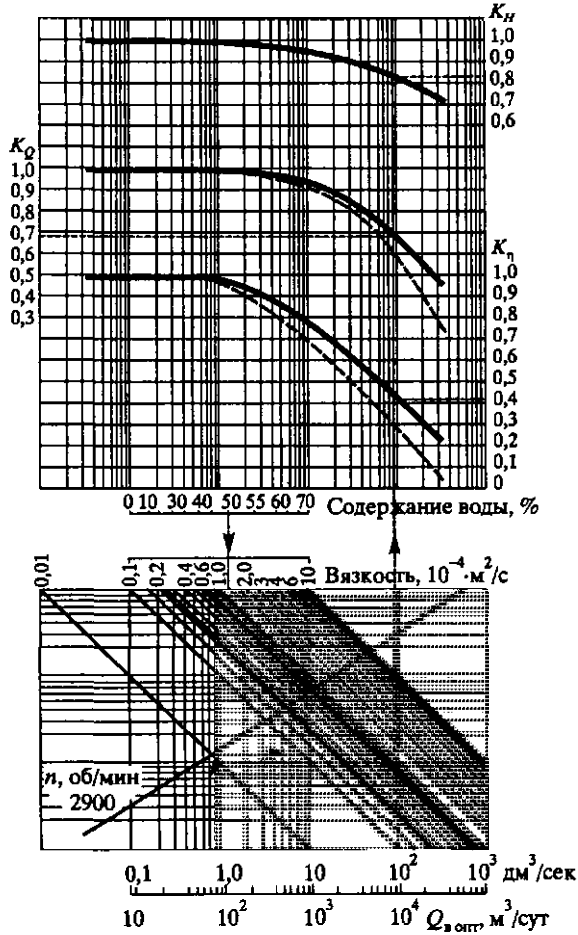


Рис. 9.34. Номограмма для расчета рабочих параметров центробежного насоса при работе на водонефтяных эмульсиях по известным его параметрам при работе на воде

водяные характеристики центробежных насосов на водонефтяные эмульсии (рис. 9.34). Построение номограммы не отличается от такового для ньютоновских жидкостей, за исключением того, что на верхней части номограммы нанесена дополнительная шкала процентного содержания воды. Пунктирными линиями нанесены значения пересчетных коэффициентов для K_Q и K_η ньютоновских жидкостей.

Порядок пользования номограммой показан пунктирной линией на следующем примере: $Q_{в\,опт} = 80$ м³/сут, содержание воды в эмульсии 50%. Из значения содержания воды 50% опускается вертикаль до пересечения со шкалой вязкости. Проводится прямая данного значения вязкости (показана пунктиром). Из значения $Q_{в\,опт} = 80$ м³/сут проводится вертикаль до пересечения с линией числа оборотов n. Из точки их пересечения проводится горизонтальная прямая до пересечения с пунктирной линией вязкости. Из точки пересечения этих прямых проводится вертикаль до пересечения с соответствующими зависимостями для коэффициентов K_η, K_Q и K_H, которые равны: $K_\eta = 0{,}41$; $K_Q = 0{,}685$; $K_H = 0{,}835$. Затем по формулам (2.250÷2.252) рассчитываются параметры работы насоса на водонефтяной эмульсии.

В заключение следует отметить, что работа погружных центробежных насосов при откачке вязких жидкостей характеризуется изменением рабочих параметров, причем большие их изменения характерны для ньютоновских жидкостей при одинаковых вязкостях ньютоновской жидкости и водонефтяной эмульсии.

На работу погружного центробежного насоса, кроме вязкости, определенное влияние оказывает свободный газ, содержащийся в откачиваемой жидкости при забойных давлениях ниже давления насыщения.

9.4.6. ВЛИЯНИЕ НА РАБОТУ ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА СВОБОДНОГО ГАЗА

В большинстве случаев при эксплуатации скважин УЭЦН давление на приеме насоса всегда меньше давления насыщения, что предопределяет работу насоса с определенным количеством свободного газа. Известно, что центробежные насосы весьма чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа.

В 60-е, 70-е годы в СССР было выполнено большое количество теоретических и экспериментальных исследований, показавших, что на работоспособность центробежного насоса существенное влияние оказывает не только количество свободного газа, но и его дисперс-

ность. Экспериментальным исследованиям подвергнуты центробежные насосы с различными коэффициентами быстроходности и типами отвода: улиточный, радиальный и осевой направляющие аппараты. Первые исследования проведены на специальных стендах на смесях «вода—воздух» и позволяют сделать следующие выводы:

1. Работа центробежных насосов на водовоздушных смесях характеризуется снижением внешних параметров: Q, H, N и η.

2. Снижение параметров работы насоса зависит от величины газосодержания в откачиваемой жидкости, увеличение которого до определенного предела приводит к прекращению работы насоса вследствие срыва подачи.

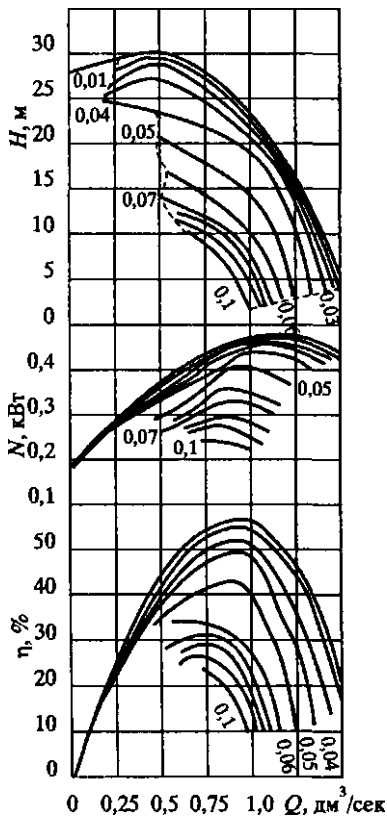


Рис. 9.35. Характеристики пяти ступеней погружного насоса ЭН-95 при работе на водовоздушных смесях при газосодержаниях от 0 до 0,1

3. При откачке газожидкостных смесей по мере роста газосодержания Γ (отношение объема газа к объему жидкости) резко сокращается область работы насоса по подаче и напору.

На рис. 9.35 для примера приведены экспериментальные характеристики сборки из пяти ступеней погружного насоса ЭН-95 на водовоздушных смесях при изменении газосодержания Γ от 0 до 0,10. Обобщение многочисленных результатов экспериментальных исследований позволяет установить следующее:

1. Независимо от конструкции рабочих органов, типа направляющего аппарата и коэффициента быстроходности внешние параметры изменяются незначительно от соответствующих при работе на воде только в области малых газосодержаний (0,01–0,02).

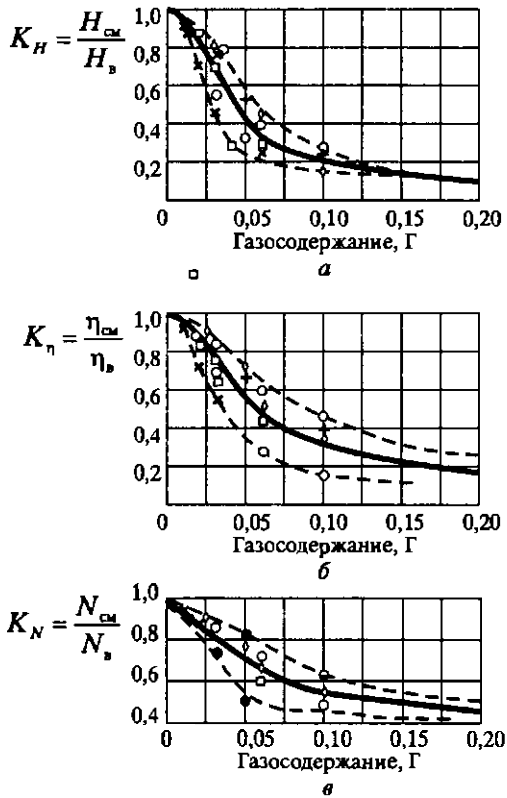


Рис. 9.36. Обобщенные зависимости K_H (а), K_η (б) и K_N (в) в функции газосодержания

2. Наибольшее изменение при увеличении газосодержания испытывает напор насоса H, а наименьшее — потребляемая мощность N.

3. Снижение относительных параметров исследованных насосов практически не зависит от режима их работы (оптимальный режим и режимы левее и правее $Q_{в\,опт}$).

4. Увеличение числа ступеней насоса приводит к меньшему изменению напора и КПД и к большему изменению мощности.

5. Общий характер изменения относительных параметров исследованных насосов одинаков.

На основании экспериментального изучения работы центробежных насосов погружного типа на газоводяных смесях можно предложить метод расчета их характеристик с использованием соответствующих характеристик при работе на воде. Метод применим для погружных центробежных насосов, работающих с числом оборотов в минуту 2800–2900.

Обобщенные зависимости K_H, K_η и K_N в функции газосодержания представлены на рис. 9.36.

Используя эти зависимости, построим номограмму (рис. 9.37) для расчета параметров работы насоса на водовоздушных смесях по известным параметрам работы на воде. Пользование номограммой показано штрихпунктирной линией для газосодержания, равного 0,05. Из точки

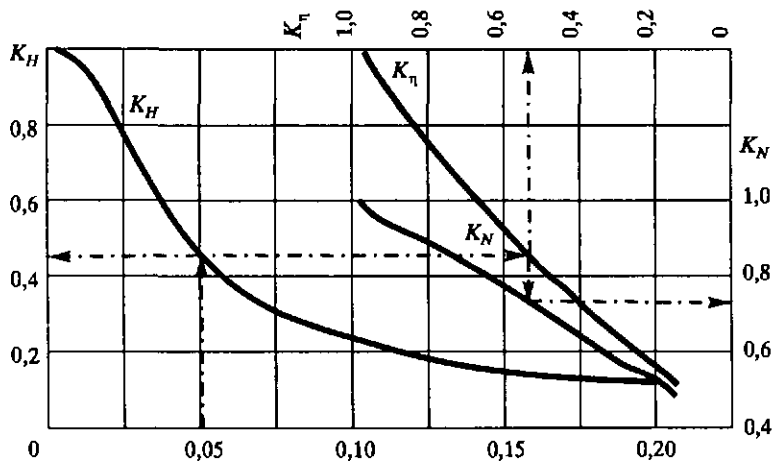


Рис. 9.37. Номограмма для расчета параметров работы насоса на водовоздушных смесях по известным параметрам работы на воде

с газосодержанием 0,05 проводим вертикаль до пересечения с линией K_H. Из точки пересечения проводим горизонтальную линию влево до пересечения со шкалой K_H, получая точку 0,42, а также вправо до пересечения с линией K_η. Из точки пересечения этих линий проводим вертикаль — вверх до пересечения со шкалой K_η, получая точку 0,55 и вниз до пересечения с линией K_N. Из этой точки проводим горизонтальную линию вправо до пересечения со шкалой K_N, получая точку 0,72.

Приведенная номограмма может использоваться для оценки снижения параметров центробежных насосов в рациональной области, когда газосодержание откачиваемой жидкости изменяется от 0,01 до 0,1. Область газосодержаний более 0,1 требует дополнительных исследований.

9.4.7. ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ ЭЛЕКТРОНАСОСОВ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Продукция добывающих скважин в большинстве случаев представляет смесь жидкости и свободного газа, причем вязкость жидкости может существенно отличаться от вязкости воды. В этом случае изменение внешних параметров работы центробежного насоса может существенно отличаться от их изменения при действии вязкости жидкости или свободного газа. При работе в реальных скважинах установка ЭЦН является одним из взаимосвязанных элементов сложной системы, в частности, самой скважины и пласта, а также подъемника и системы сбора продукции.

Каждый из этих элементов имеет собственные законы работы, без учета действия которых невозможно установить оптимальный режим работы всей системы. Поэтому ниже рассмотрим некоторые особенности работы УЭЦН в реальной добывающей системе.

9.4.7.1. Определение создаваемого давления (напора) погружным центробежным электронасосом

Для определения напора центробежного насоса $H_н$ при отборе из скважины дебита Q А.А. Богданов рекомендует следующую формулу:

$$H_н = H_{ст} + H_г + H_т + \frac{Q}{K_{пр}\rho g} + \frac{r_т}{745 \cdot 10^7} Q^2, \qquad (9.254)$$

где $H_{ст}$ — статический уровень, м;

$H_г$ — разность геодезических отметок устья скважины и сепарационной установки (трапа), м;

$H_т$ — избыточное давление в трапе, выраженное в м столба жидкости, м;

$K_{пр}$ — коэффициент продуктивности скважины, м³/(сут·Па);

Q — производительность скважины, равная подаче насоса, м³/сут;

ρ — плотность добываемой жидкости, кг/м³;

g — ускорение силы тяжести, м/с²;

$r_т$ — коэффициент гидравлического сопротивления подъемника и наземных коммуникаций.

Пренебрегая вследствие малости величинами $H_г$ и $H_т$ и потерями на трение в наземных коммуникациях, уравнение (9.254) можно переписать в следующем виде:

$$H_н = H_{ст} + \frac{Q}{K_{пр}\rho g} + 1{,}08 \cdot 10^4 \lambda \frac{H_{сп} Q^2}{d^5}, \qquad (9.255)$$

где λ — коэффициент гидравлических сопротивлений при движении жидкости в подъемнике;

$H_{сп}$ — длина спуска насоса (длина подъемника), м;

d — внутренний диаметр подъемника, м.

При откачке ньютоновских жидкостей коэффициент гидравлических сопротивлений рекомендуется рассчитывать по известным формулам трубной гидравлики; в случае движения смеси нефти и воды (эмульсии) λ предлагается определять приближенно, исходя из анализа промысловых наблюдений.

Неточность данной зависимости для вычисления напора насоса связана не только с приближенным вычислением λ, но и с неучетом важнейшего физического явления движения в подъемнике вязкой газожидкостной смеси с переменным газосодержанием и проявлением газлифтного эффекта (неучет высоты подъема жидкости за счет ее газирования). Экспериментальные исследования в добывающих скважинах показали, что неучет газлифтного эффекта приводит к существенным ошибкам в определении давления, создаваемого насосом (напора насоса).

Выведем формулу создаваемого погружным центробежным насосом давления (напора) с учетом газлифтного эффекта. В основу положим очевидное соотношение:

$$P_н = P_{вых} - P_{пр}, \qquad (9.256)$$

где $P_н$ — давление, создаваемое насосом, Па;

$P_{вых}$ — давление на выкиде насоса, Па;

$P_{пр}$ — давление на приеме насоса, Па.

Давление на приеме насоса можно записать в следующем виде:

$$P_{пр} = P_{заб} - (L_c - H_{сп})\rho'_{см} g\,, \tag{9.257}$$

где $P_{заб}$ — забойное давление, Па;

L_c — глубина скважины, м;

$H_{сп}$ — глубина спуска насоса, м;

$\rho'_{см}$ — средняя плотность смеси в интервале «забой—прием», кг/м^3. Эта величина должна рассчитываться для конкретной скважины с учетом рекомендаций, изложенных в главе 6.

Для заданной нормы отбора жидкости Q забойное давление определяется по индикаторной диаграмме скважины, либо рассчитывается по уравнению притока:

$$P_{заб} = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}}\,, \tag{9.258}$$

где $P_{пл}$ — пластовое давление, Па;

K — коэффициент пропорциональности в уравнении притока;

n — показатель режима фильтрации продукции.

Подставляя (9.258) в (9.257), получим:

$$P_{заб} = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q}{K}} - (L_c - H_{сп})\rho'_{см} g\,. \tag{9.259}$$

Давление на выкиде погружного центробежного насоса определяется суммарными потерями энергии в нагнетательном трубопроводе и может быть записано так:

$$P_{вык} = \rho_{см.т}\, gH_{сп} + P_y + \Delta P_{тр} + \Delta P_{мс} + \Delta P_{ин}, \tag{9.260}$$

где $\rho_{см.т}$ — плотность газожидкостной смеси в колонне НКТ (подъемнике), кг/м^3;

P_y — противодавление на устье скважины в колонне НКТ, Па;

$\Delta P_{тр}$, $\Delta P_{мс}$, $\Delta P_{ин}$ — соответственно потери давления на преодоление трения, на местных сопротивлениях и инерционные, Па.

Ранее уже было показано (глава 6), что слагаемыми $\Delta P_{мс}$ и $\Delta P_{ин}$ можно пренебречь. Потери на трение в области однофазного движения вычисляются по известной зависимости:

$$\Delta P_{тр} = 0{,}8\lambda \frac{Q_1^2 H_{сп}\rho_ж}{d^5}\,, \tag{9.261}$$

где Q_1 — подача насоса, м^3/с,

$\rho_ж$ — плотность жидкости, движущейся в подъемнике с внутренним диаметром d, кг/м³.

Перепишем выражение (9.260) с учетом вышеизложенного:

$$P_{вык} = \rho_{см.т} g H_{сп} + P_у + 0{,}8\lambda \frac{Q_1^2 H_{сп} \rho_ж}{d^5}. \qquad (9.262)$$

Входящая в зависимость (9.262) плотность газожидкостной смеси $\rho_{см.т}$ может быть рассчитана для конкретных условий движения по соответствующим формулам главы 6.

Таким образом, значение давления на выкиде погружного центробежного насоса можно рассчитать.

Другим методом определения $P_{вык}$ является следующий. Заменим суммарные потери энергии ($\Delta P_{тр} + \Delta P_{мс} + \Delta P_{ин}$) через приращение фактической плотности газожидкостной смеси $\rho_{см.т}$ на величину $\Delta\rho$, равную:

$$\Delta\rho = \rho^{ф}_{см.т} - \rho_{см.т}, \qquad (9.263)$$

где $\rho^{ф}_{см.т}$ — фиктивная плотность газожидкостной смеси в подъемнике, включающая, кроме потерь давления от гидростатического столба смеси, и суммарные потери ($\Delta P_{тр} + \Delta P_{мс} + \Delta P_{ин}$); при этом:

$$\left(\rho^{ф}_{см.т} - \rho_{см.т}\right) g H_{сп} = \Delta P_{тр} + \Delta P_{мс} + \Delta P_{ин}. \qquad (9.264)$$

Подставляя выражение (9.264) в (9.260), получим:

$$P_{вык} - P_у = \rho^{ф}_{см.т} g H_{сп}. \qquad (9.265)$$

Соотношение $P_{вык}$ и $P_у$ обуславливает степень разгазирования жидкости с учетом всех потерь в подъемнике. С момента начала выделения свободного газа в подъемнике газонасыщенность смеси увеличивается за счет расширения и дополнительного выделения газа при снижении давления до величины $P_у$, что приводит к снижению плотности жидкости $\rho_ж$ до величины $\rho_{см.т}$, а с учетом компенсации потерь энергии в подъемнике — до величины $\rho^{ф}_{см.т}$.

Подставляя выражения (9.259) и (9.265) в (9.256), получим:

$$P_п = \rho^{ф}_{см.т} g H_{сп} + P_у + n\sqrt{\frac{Q}{K}} + \left(L_с - H_{сп}\right)\rho'_{см} g - P_{пл}. \qquad (9.266)$$

Данная зависимость и является искомой для вычисления давления, создаваемого погружным центробежным электронасосом, и учитывает газлифтный эффект $H'_г$:

$$H'_{гэ} = H_{гэ}\left(1 - \frac{\Delta\rho}{\rho_ж - \rho_{см.т}}\right) = H_{сп} - \frac{P_{вых} - P_у}{\rho_ж g}, \qquad (9.267)$$

где $H'_{гэ}$ — газлифтный эффект, заниженный на сумму ($\Delta P_{тр} + \Delta P_{мс} + \Delta P_{мн}$), выраженную в метрах, м;

$H_{гэ}$ — реальный газлифтный эффект (см. главу 6), м.

Для сравнения и оценки конечных результатов, получаемых при использовании формул (9.255) и (9.266), проведены расчеты для скважин 395 и 696 Туймазинского нефтяного месторождения, в которых были проведены промысловые экспериментальные работы. Краткая характеристика этих скважин приведена в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Характеристика скважин, оборудованных УЭЦН

Параметры	Номер скважины	
	395	696
Глубина скважины $L_с$, м	1700	1700
Глубина спуска ЭЦН $H_{сп}$, м	1202	1587
Статический уровень $H_{ст}$, м	435	200
Коэффициент продуктивности $K_{пр}\times10^{-4}$, т/(сут·Па)	0,347	0,847
Дебит жидкости Q, т/сут	77,1	174,6
Давление на устье $P_у$, МПа	0,196	0,294
Давление на выкиде насоса $P_{вых}$, МПа	7,64	10,56
Плотность жидкости $\rho_ж$, кг/м^3	800	780

Таблица 9.2

Результаты расчета напора насосов и газлифтного эффекта в скв. 395 и 696

№ скв	Расчет по (9.255)			Расчет по (9.266)				Разность расчета напора $H_н$ по (9.255) и (9.266), м	Газлифтный эффект $H'_{гэ}$ по (9.267), м	Эксперимент. значение $H'_{гэ}$, м (по П.Д. Ляпкову)
	Re	λ	$H_н$, м	$\rho^{ф}_{см.т}$, кг/м^3	$\rho'_{см}$, кг/м^3	$P_н$, 10^4 Па	$H_н$, м			
395	9900	0,031	786	630	800	333	538	248	254	247
696	23000	0,025	490	670	780	170,5	260	230	230	220

В табл. 9.2 приведены результаты расчетов по формулам (9.255) и (9.266), а также представлены экспериментально определенные

П.Д. Ляпковым высоты подъема жидкости за счет работы газа (газлифтные эффекты $H'_{\text{г}}$).

Результаты проведенных расчетов показали, что зависимость (9.255) не может быть рекомендована к использованию, т.к. ошибки в расчете напора могут превышать 50%. Газлифтный эффект по зависимости (9.267) в сравнении с экспериментально определенным не превышает для скв. 395 3%, а для скв. 696 — 5%. Для оценки средней ошибки расчета газлифтного эффекта, а следовательно, и напора насоса воспользуемся экспериментальными данными П.Д. Ляпкова по этим скважинам на различных режимах работы насосов и расчетами по (9.267), которые представлены в табл. 9.3.

Таблица 9.3

Сопоставление экспериментальных и расчетных значений газлифтного эффекта

$H'_{\text{г}}$, м	Скв. 395			Скв. 696				
	Режим работы			Режим работы				
	1	2	3	1	2	3	4	5
Расчет по (9.267)	254	275	340	230	200	246	282	≈314
Эксперимент	247	262	320	220	190	230	280	300
Ошибка, %	2,8	5,0	6,2	4,5	5,2	6,9	0,7	4,6

Таким образом, средняя ошибка расчета $H'_{\text{г}}$ по (9.267) составляет около 5%, что приемлемо для нефтепромысловой практики.

9.4.7.2. Методика определения давления на приеме погружного центробежного насоса

Основой данной методики является то обстоятельство, что при закрытии манифольдной задвижки (на устье) не происходит мгновенного прекращения подачи насосом, как это происходит при работе на несжимаемой жидкости.

Так как в колонне НКТ находится сжимаемая газожидкостная смесь, то после закрытия манифольдной задвижки в течение определенного времени насос будет подавать продукцию в колонну НКТ вследствие сжатия газожидкостной смеси в ней. Эта особенность работы центробежного насоса, работающего в системе нагнетательного трубопровода (колонны НКТ), и положена в основу рассматриваемой методики с использованием выражения (9.256).

Сущность методики заключается в следующем. В колонну НКТ на выкид погружного центробежного электронасоса спускают на проволоке глубинный манометр. Производится запись давления на выкиде насоса $P_{\text{вык1}}$ при нормальном режиме работы с подачей Q_1 и давлением

на приеме $P_{пр1}$ (при открытой манифольдной задвижке). После этого манифольдная задвижка на устье скважины быстро закрывается. Глубинный манометр фиксирует кривую изменения давления на выкиде насоса. По манометру на устье скважины контролируется рост устьевого давления за счет продолжающейся подачи насоса и сжатия газожидкостной смеси в НКТ. Стабилизация устьевого давления $P_{у2}$ говорит о прекращении насосом подачи ($Q_2 = 0$). В этот момент глубинный манометр регистрирует давление на выкиде насоса $P_{вык2}$ при давлении на приеме $P_{пр2}$. Учитывая инерцию пласта и скважины, а также незначительное время с момента закрытия манифольдной задвижки до момента прекращения подачи насосом, можно допустить, что давление на приеме за это время существенно не изменится ($P_{пр1} \approx P_{пр2} \approx \text{const}$).

После подъема глубинного манометра и расшифровки бланка, определяется давление на выкиде насоса $P_{вык2}$ и записывается уравнение

$$P_{пр2} = P_{вык2} - P_{н2}, \tag{9.268}$$

где $P_{н2}$ — давление, создаваемое насосом при $Q_2 = 0$.

Учитывая, что $P_{н2}$ соответствует давлению, развиваемому насосом на режиме нулевой подачи ($Q_2 = 0$), т.е. когда напор насоса равен H_0, эту величину (H_0) определяют по характеристике Q—H данного насоса. Давление, создаваемое насосом на режиме нулевой подачи таково:

$$P_{н2} = \rho_{см.\,н}\, g\, H_0, \tag{9.269}$$

где $\rho_{см.\,н}$ — средняя плотность смеси (продукции скважины) в насосе, работающем на режиме нулевой подачи, кг/м^3.

Определение средней плотности смеси (жидкости) в насосе $\rho_{см.\,н}$ может быть выполнено исходя из следующего: при работе насоса на режиме нулевой подачи ($Q = 0$) давление на выкиде насоса складывается из потерь на преодоление веса гидростатического столба $H_{сп}$ и устьевого давления $P_у$, т.е.

$$P_{вык} = \rho_{см.\,т}\, g\, H_{сп} + P_у,$$

откуда

$$\rho_{см.\,т} = \frac{P_{вык} - P_у}{gH_{сп}}.$$

При работе насоса на режиме нулевой подачи плотность смеси в насосе $\rho_{см.\,н}$ равна плотности смеси в колонне НКТ $\rho_{см.\,т}$:

$$\rho_{см.\,н} = \rho_{см.\,т} = \frac{P_{вык} - P_у}{gH_{сп}}. \tag{9.270}$$

С учетом выражения (9.270) перепишем (9.269) так:

$$P_{H2} = \left(P_{\text{вык2}} - P_{y2}\right)\frac{H_0}{H_{\text{сп}}}. \qquad (9.271)$$

Подставляя (9.271) в (9.268), окончательно получаем:

$$P_{\text{пр2}} = P_{\text{вык2}}\left(1 - \frac{H_0}{H_{\text{сп}}}\right) + P_{y2}\frac{H_0}{H_{\text{сп}}}. \qquad (9.272)$$

Данное выражение и используется для расчета давления на приеме погружного центробежного электронасоса при эксплуатации скважин.

Покажем использование данной методики на примере скв. 342 Шкаповского нефтяного месторождения. В скважину спущена установка с насосом ЭЦН5-130-600 на глубину $H_{\text{сп}}$ = 1000 м. На глубине 985 м в колонне НКТ установлен суфлер для инструментального замера давления в затрубном пространстве скважины (практически равного давлению на приеме насоса). Суфлер — устройство, сообщающее затрубное пространство с глубинным манометром, спущенным в НКТ и посаженным в него. Работа на скважине проводилась следующим образом: в колонну НКТ на проволоке были спущены спаренные манометры МГГ-2У. Нижний из них после посадки в суфлер фиксировал давление на приеме насоса, верхний — давление на выкиде насоса. На устье скважины был установлен образцовый манометр на 10 МПа. После записи $P_{\text{вык1}}$ и $P_{\text{пр1}}$ и замера P_{y1} на режиме Q_1 = 175 м³/сут закрыли манифольдную задвижку. Через 6 минут после ее закрытия наступила стабилизация устьевого давления P_{y2}, а глубинные манометры зафиксировали давления $P_{\text{вык2}}$ и $P_{\text{пр2}}$ на режиме $Q_2 = 0$.

После завершения измерений открыли манифольдную задвижку, произвели подъем глубинных приборов и расшифровку бланков манометров. Результаты измерений представлены в табл. 9.4.

Таблица 9.4

Результаты измерения давлений в скв. 342

Параметры	Q_1 = 175 м³/сут	$Q_2 = 0$
Давление на выкиде, МПа	$P_{\text{вык1}}$ = 6,8	$P_{\text{вык2}}$ = 11,57
Давление на приеме, МПа	$P_{\text{пр1}}$ = 5,2	$P_{\text{пр2}}$ = 5,4
Давление на устье, МПа	P_{y1} = 1,5	P_{y2} = 3,72

С характеристики насоса ЭЦН5-130-600 имеем H_0 = 800 м. По выражению (9.272) рассчитываем давление на приеме при Q_2 = 0:

$$P_{пр2} = 11,57\left(1 - \frac{800}{1000}\right) + 3,72\frac{800}{1000} = 5,29.$$

Сравнение расчетного давления 5,29 МПа с замеренным 5,4 МПа дает ошибку 2%, что допустимо. За время остановки скважины после закрытия манифольда (6 мин) давление на приеме выросло на 0,2 МПа, что составляет около 4% от давления на приеме при стационарной работе установки с дебитом 175 м³/сут. Таким образом, предположение, что $P_{пр1} \approx P_{пр2} \approx$ const не является недопустимым. В случае необходимости можно учесть изменение давления на приеме за счет притока из пласта после закрытия манифольда аналогично тому, как это делается при исследовании скважин на нестационарном режиме с учетом притока. Значительное количество исследований и расчетов по приведенной методике позволили оценить среднюю ошибку, которая не превышает 4%.

9.4.7.3. Уравнение совместной работы системы «пласт—скважина—насосная установка—подъемник»

Широкое промышленное использование УЭЦН для эксплуатации добывающих скважин выявило интересную особенность, наблюдаемую по большинству скважин, где работают эти установки: изменение подачи установки при изменении противодавления на устье скважины $P_у$. На рис. 9.38 представлены для примера зависимости подачи ЭЦН (дебита скважины) в функции устьевого давления для некоторых скважин Туймазинского месторождения. Скважины эксплуатировали пласты $Д_I$ и $Д_{II}$ при обводненности продукции от 0 до 60% при газовом факторе 45–50 м³/м³. Глубина спуска насосов 1026–1380 м; насосы спущены на 51 мм НКТ. Дебит скважин перед исследованиями изменялся от 36 до 100 т/сут. Методика исследований заключалась в замере подачи установки и устьевого давления при изменении диаметров устьевых штуцеров. Исследования проводились при установившихся режимах работы системы.

Исследования показали, что максимальная подача установки (дебит скважины) соответствует определенному значению давления на устье, которое для всех исследованных скважин не является минимальной величиной, а изменяется в пределах 0,2–0,45 МПа. Объяснить это явление законом работы подъемника (см. зависимости (9.260) или (9.265)) невозможно.

Рассмотрим закон работы каждого из элементов, составляющих единую гидродинамическую систему «пласт—скважина—насосная установка—подъемник».

Закон работы системы «пласт—скважина» задан выражением (9.259). Закон работы центробежного насоса на воде может быть задан в следующем виде:

$$P_{н} = P_{но} - aQ^2 + bQ\,, \qquad (9.273)$$

где $P_{н}$ — давление, создаваемое насосом, МПа;

Q — подача насоса, м³/сут;

$P_{но}$ — давление, создаваемое насосом на режиме нулевой подачи, МПа;

a, b — постоянные числовые коэффициенты, которые необходимо определять для каждого типоразмера насоса.

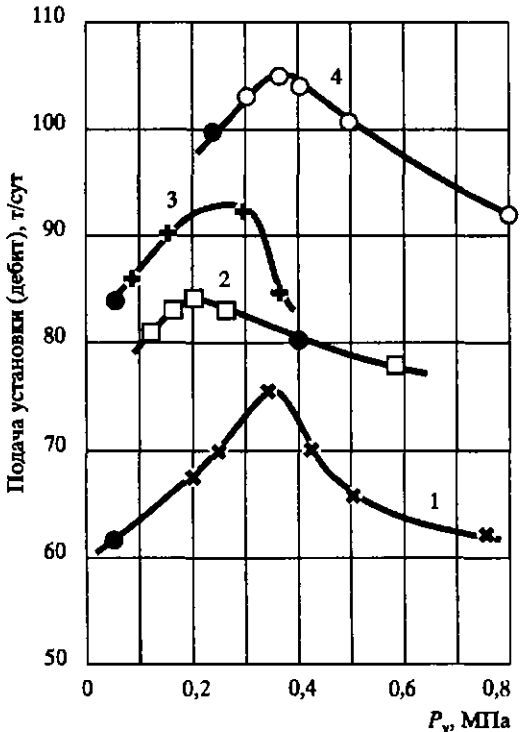


Рис. 9.38. Зависимости подачи установки ЭЦН от устьевого давления:

1 — скв. 412; 2 — скв. 69; 3 — скв. 666; 4 — скв. 353; ● — режим работы скважины до исследования

Понятно, что влияние вязкости жидкости и свободного газа видоизменяет характеристику центробежного насоса, что может быть учтено.

Закон работы подъемника описывается выражением (9.260) или (9.265).

С учетом выражений (9.256), (9.259), (9.265) и (9.273) запишем:

$$P_{\text{пл}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{сп}})\rho'_{\text{см}}g + P_{\text{но}} = aQ^2 - bQ + n\sqrt{\frac{Q}{\kappa}} + \rho^{\text{ф}}_{\text{см. т}}gH_{\text{сп}} + P_{\text{у}}. \quad (9.274)$$

Полученное уравнение (9.274) и является искомым уравнением совместной работы системы «пласт—скважина—насос—подъемник», которое может использоваться при анализе различных условий работы системы.

Исходя из физического смысла и законов работы рассматриваемых элементов во всех случаях должно соблюдаться следующее условие:

$$\left\{ \overbrace{\underbrace{\left(P_{\text{пл}} - n\sqrt{\frac{Q}{\kappa}}\right)}_{\text{Пласт}} - \underbrace{\left[(L_{\text{с}} - H_{\text{сп}})\rho'_{\text{см}}g\right]}_{\text{Скважина}}}^{P_{\text{пр}}} + \overbrace{\underbrace{\left(P_{\text{но}} - aQ^2 + bQ\right)}_{\text{Насос}}}^{P_{\text{н}}} \right\} =$$

$$= \overbrace{\underbrace{\left(\rho^{\text{ф}}_{\text{см. т}}gH_{\text{сп}} + P_{\text{у}}\right)}_{\text{Подъемник}}}^{P_{\text{вых}}}. \quad (9.275)$$

Если не выполняется условие (9.275), уравнение (9.274) теряет физический смысл.

Рассмотрим левые ветви зависимостей, представленных на рис. 9.38 (рост подачи установки до $Q_{\text{макс}}$ при одновременном росте устьевого давления $P_{\text{у}}$). В соответствии с законом работы пласта рост Q связан со снижением забойного давления и, соответственно, давления на приеме до величины $P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{пр}}$. Снижение давления на приеме на $\Delta P_{\text{пр}}$ увеличивает количество свободного газа, выделяющегося из нефти. В соответствии с уравнением сепарации свободного газа у приема ЭЦН (см. главу 6), при росте Q коэффициент сепарации снижается и большее количество свободного газа попадает в насос, предопределяя переход работы насоса на нижележащую характеристику Q—$P_{\text{н}}$ с большим газосодержанием (рис. 9.39), например, с характеристики Γ_2 на характеристику Γ_3 при одновре-

менном увеличении подачи Q_1 на величину ΔQ (линия 1); при этом $\Gamma_3 > \Gamma_2$. Давление, создаваемое насосом в этом случае, снижается с величины $P_{н1}$ на величину $\Delta P_н$.

Таким образом, левая часть условия (9.275) при увеличении Q на ΔQ снижается на величину $\Delta P = \Delta P_{пр} + \Delta P_н$. Чтобы выполнялось условие (9.275), необходимо снижение и правой части на эту же величину. Так как рассматриваются левые ветви зависимостей рис. 9.38, при увеличении Q на ΔQ увеличивается и $P_у$ на $\Delta P_у$, т.е. правая часть (9.275) возрастает, и нарушается само это условие. Условие (9.275) является авторегулируемым, поэтому нарушено быть не может. Соблюдение его в рассматриваемом случае может быть выполнено только при условии снижения слагаемого $\rho^{ф}_{см.т} g H_{сп}$ за счет снижения $\rho^{ф}_{см.т}$. Действительно, снижение давления на приеме и коэффициента сепарации свободного газа у приема ЭЦН приводит к увеличению свободного газа, попадающего в подъемник, снижая $\rho^{ф}_{см.т}$ на такую величину $\Delta\rho'$, чтобы было выполнено условие:

$$\Delta P_{пр} + \Delta P_н = \left(\rho^{ф}_{см.т} - \Delta\rho'\right) g H_{сп} + \Delta P_у . \qquad (9.276)$$

Условие (9.276) приводит к выполнению и условия (9.275).

Правые ветви зависимостей с рис. 9.38 характеризуются снижением подачи (дебита) при одновременном увеличении $P_у$. Снижение дебита приводит к увеличению $P_{пр}$ на $\Delta P_{пр}$, увеличению коэффициента сепарации свободного газа на приеме ЭЦН и попаданию меньшего количества свободного газа в насос, что предопределяет переход на вышележащую характеристику Q—$P_н$ по линии 1 (рис. 9.39). При этом снижается подача насоса на ΔQ и возрастает давление, создаваемое насосом, на величину $\Delta P_н$. Таким образом, левая часть условия (9.275) возрастает на величину $\Delta P_{пр} + \Delta P_н$.

Правая часть (9.275) возрастает не только за счет роста устьевого давления на величину $\Delta P_у$, но и за счет роста первого слагаемого, связанного с увеличением плотности газожидкостной смеси $\rho^{ф}_{см.т}$ на величину $\Delta\rho'$ за счет меньшего количества свободного газа, попадающего в подъемник. При этом выполняется следующее условие:

$$\Delta P_{пр} + \Delta P_н = \left(\rho^{ф}_{см.т} + \Delta\rho'\right) g H_{сп} + \Delta P_у . \qquad (9.277)$$

Данное условие приводит к выполнению и условия (9.275).

Рассмотрим возможные варианты работы погружного центробежного насоса в добывающих скважинах в зависимости от угла α (рис. 9.39):

1. Рост или снижение подачи насоса при постоянном давлении, создаваемом насосом ($\alpha = 0$).

2. Рост подачи при росте давления, создаваемого насосом, или снижение подачи при снижении давления, создаваемого насосом ($\alpha < 90°$).

3. Рост или снижение создаваемого насосом давления при постоянной подаче ($\alpha = 90°$).

4. Рост подачи при снижении создаваемого насосом давления или снижение подачи при росте создаваемого насосом давления ($\alpha > 90°$).

Таким образом, полученное уравнение совместной работы рассматриваемой системы позволяет анализировать все возможные реальные промысловые ситуации и устанавливать наилучшие условия ее работы.

Одним из рациональных условий работы данной системы является поддержание у приема погружного центробежного насоса соответствующего давления.

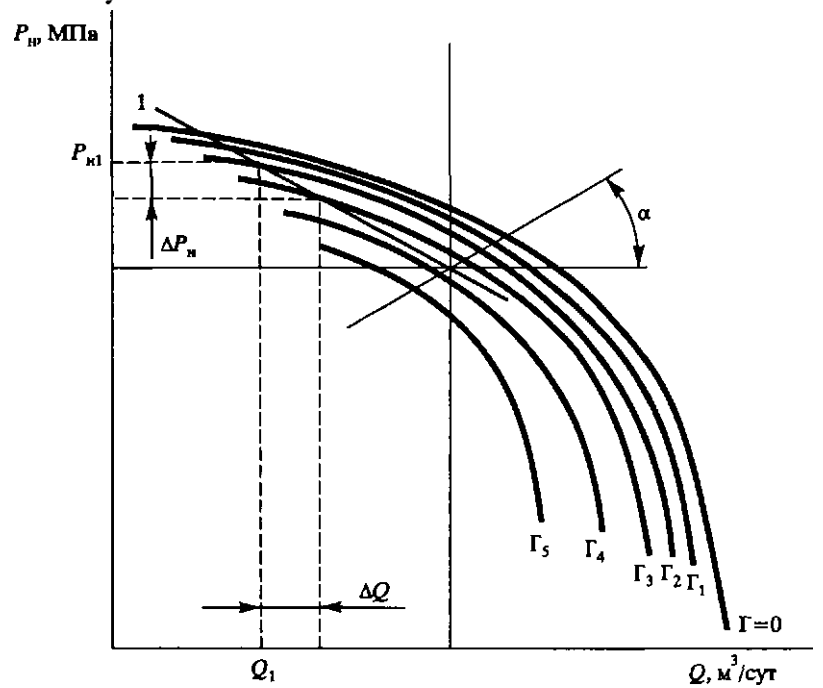


Рис. 9.39. Характеристики Q—$P_н$ погружного центробежного насоса при откачке газожидкостиых смесей с различным газосодержанием:
$\Gamma_5 > \Gamma_4 > \Gamma_3 > \Gamma_2 > \Gamma_1 > \Gamma = 0$

9.4.8. ДАВЛЕНИЕ У ПРИЕМА ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

Как уже отмечалось, погружной центробежный насос достаточно чувствителен к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа. В зависимости от количества свободного газа фактические характеристики насоса деформируются, а при определенном газосодержании насос прекращает подавать жидкость (срыв подачи).

Многочисленные и длительные промысловые исследования работы УЭЦН позволили выделить три качественно различных области работы центробежного насоса, откачивающего газожидкостную смесь. В первой области, характеризующейся небольшим содержанием свободного газа в откачиваемой жидкости, фактические характеристики насоса не отличаются от стендовых характеристик для чистой жидкости (свободный газ отсутствует), а КПД насоса максимален. Давление на приеме насоса, соответствующее небольшому газосодержанию в откачиваемой жидкости, назовем **оптимальным** давлением на приеме $P_{опт}$ (насос работает в первой области). Вторая область работы ЭЦН характеризуется увеличением количества свободного газа в откачиваемой жидкости, вследствие чего реальные характеристики насоса отличаются от стендовых при работе без свободного газа (иногда значительно), но насос сохраняет устойчивую работу при допустимом КПД. Давление на приеме, соответствующее этой области работы насоса со свободным газом, назовем **допустимым** давлением на приеме $P_{доп}$.

Третья область работы ЭЦН характеризуется значительным количеством свободного газа в откачиваемой жидкости, вследствие чего нарушается устойчивая работа насоса вплоть до срыва подачи. При этом КПД насоса снижается существенно (вплоть до нуля при срыве подачи), и длительная эксплуатация ЭЦН в этой области становится невозможной. Давление на приеме, соответствующее этой области работы насоса, назовем **предельным** давлением на приеме $P_{пред}$.

Ниже приводятся эмпирические зависимости для оценки $P_{опт}$, $P_{доп}$ и $P_{пред}$, справедливые при $(\mu_{нд}/\mu_{нп}) \le 3$. Если отношение вязкости дегазированной нефти $\mu_{нд}$, приведенной к пластовой температуре, к вязкости пластовой нефти $\mu_{нп}$ превышает 3, требуются дополнительные исследования для корректировки нижеприведенных зависимостей. Оценка оптимального давления на приеме выполняется по следующим формулам:

при $B \le 0{,}6$

$$P_{опт} = \frac{\mu_{нд}}{\mu_{нп}} \cdot P_{нас}(0{,}325 - 0{,}316B), \quad (9.278)$$

при $B \ge 0{,}6$

$$P_{опт} = \frac{\mu_{нд}}{\mu_{нп}} \cdot P_{нас}(6{,}97B - 4{,}5B^2 - 2{,}43), \quad (9.279)$$

где B — объемная обводненность продукции, д.ед.;

$P_{нас}$ — давление насыщения, МПа.

Для оценки допустимого давления на приеме ЭЦН используют следующие формулы:

при $B \le 0{,}6$

$$P_{доп} = \frac{\mu_{нд}}{\mu_{нп}} \cdot P_{нас}(0{,}198 - 0{,}18B), \quad (9.280)$$

при $B \ge 0{,}6$

$$P_{доп} = \frac{\mu_{нд}}{\mu_{нп}} \cdot P_{нас}(2{,}62B - 1{,}75B^2 - 0{,}85). \quad (9.281)$$

Предельное давление на приеме во всей области объемной обводненности $0 \le B \le 1$ можно рассчитать по зависимости:

$$P_{пред} = \frac{\mu_{нд}}{\mu_{нп}} \cdot P_{нас}(0{,}125 - 0{,}115B). \quad (9.282)$$

Так как вязкость дегазированной нефти $\mu_{нд}$ дается в справочной литературе при температурах 20°С и 50°С, для расчета вязкости $\mu_{нд}$ при пластовой температуре можно воспользоваться следующей формулой:

$$\lg \mu_t = \lg \mu_{20} \left(\frac{\lg \mu_{50}}{\lg \mu_{20}} \right)^{\frac{t-20}{30}}, \quad (9.283)$$

где μ_t, μ_{20}, μ_{50} — соответственно относительные (по воде) динамические вязкости дегазированной нефти при температурах t 20 и 50°С. При t = 20° вязкость воды $\mu_в$ = 1 мПа·с.

Более точное вычисление $P_{опт}$, $P_{доп}$ и $P_{пред}$ проводится по тем же зависимостям, но $\mu_{нд}/\mu_{нп}$ рассчитывается при средней температуре в насосе $\overline{t}_н$:

$$\bar{t}_{\text{н}} = t_{H_{\text{сп}}} + \Delta t_{\text{у}} - \frac{\Delta t_{\text{н}}}{2} \qquad (9.284)$$

или

$$\bar{t}_{\text{н}} = t_{H_{\text{сп}}} + \Delta t_{\text{д}} + \frac{\Delta t_{\text{н}}}{2}, \qquad (9.285)$$

где $t_{H_{\text{сп}}}$ — температура продукции скважины на глубине спуска установки (перед погружным электродвигателем), °С;

$\Delta t_{\text{у}}$ — приращение температуры продукции за счет работы установки (насос + электродвигатель), °С;

$\Delta t_{\text{д}}$, $\Delta t_{\text{н}}$ — приращение температуры продукции за счет работы ПЭД и насоса соответственно, °С.

Расчет $t_{H_{\text{сп}}}$ ведется с использованием уравнения распределения температуры в скважине (см. главу 6). Методика расчета $\Delta t_{\text{н}}$, $\Delta t_{\text{д}}$ и $\Delta t_{\text{у}}$ изложена ниже.

Вопрос выбора соответствующего давления на приеме УЭЦН представляет сложную технико-экономическую задачу и является одним из принципиальных, определяя эффективность работы всей системы.

9.4.9. ПРИНЦИПЫ РАСЧЕТА ТЕМПЕРАТУРНОГО РЕЖИМА ПОГРУЖНОГО АГРЕГАТА УЭЦН

Каждый типоразмер погружного электродвигателя имеет допустимую температуру охлаждающей жидкости (продукции скважины), которой он омывается. Так как КПД погружного агрегата, влияющего на температурный режим его работы, всегда существенно меньше единицы, значительная часть потребляемой агрегатом мощности теряется. Поскольку процесс эксплуатации скважины — процесс временной, потери мощности (а значит, и энергии) достигают огромных величин. В конечном счете эта часть энергии превращается в теплоту, передаваемую откачиваемой жидкости (продукции скважины). В результате температура продукции повышается, но для правильно подобранной установки она не должна превышать допустимой паспортной величины.

Сущность методики расчета температурного режима погружного агрегата (насос + двигатель) заключается в следующем. По скорректированным на реальные свойства продукции скважины (вяз-

кость, свободный газ и т.п.) характеристикам подобранного центробежного насоса для заданной подачи (дебита скважины) Q определяются давление, создаваемое насосом $P_н$, КПД насоса $\eta_н$ и потребляемая им мощность $N_{пн}$. Затем по характеристике подобранного погружного электродвигателя и известной потребляемой насосом мощности $N_{пн}$ (которая является полезной мощностью для электродвигателя $N_{пол.\ д}$) определяются КПД электродвигателя $\eta_д$ и потребляемая им мощность $N_{пд}$.

Потребляемая электродвигателем мощность $N_{пд}$ может быть рассчитана по паспортным номинальным данным каждого типоразмера ПЭД: силе тока I и напряжению U на клеммах электродвигателя, а также величине cos φ

$$N_{пд} = \sqrt{3} IU \cos\varphi 10^3 \text{ [кВт]}. \qquad (9.286)$$

Дальнейший расчет ведется в следующей последовательности:

— рассчитываются потери электрической мощности в ПЭД $\Delta N_д$

$$\Delta N_д = N_{пд} - N_{пол.\ д}, \text{ [кВт]}, \qquad (9.287)$$

— рассчитывается количество электрической энергии, теряемое ПЭД за сутки $P_д$

$$P_д = \Delta N_д \cdot 24, \text{ [кВт·ч]}, \qquad (9.288)$$

— предполагая, что вся эта энергия в конечном счете превращается в теплоту $T_д$, можно рассчитать количество теплоты

$$T_д = \alpha P_д, \text{ [ккал]}, \qquad (9.289)$$

где α — коэффициент, равный 860 ккал/(кВт·ч),

— рассчитывается повышение температуры продукции скважины за счет потерь мощности в электродвигателе $\Delta t_д$

$$\Delta t_д = \frac{T_д}{c\rho Q}, \text{ [°C]}, \qquad (9.290)$$

где c, ρ — удельная теплоемкость и плотность продукции скважины соответственно, ккал/кг·град; кг/м^3;

Q — подача насоса, м^3/сут;

— рассчитывается температура охлаждающей ПЭД продукции скважины $t_д$

$$t_д = t_{Hсп} + \Delta t_д, \qquad (9.291)$$

где $t_{Hсп}$ — температура продукции скважины на глубине спуска установки, °С;

— рассчитывается полезная мощность насоса $N_{пол.\ н}$

$$N_{\text{пол. и}} = \frac{QP_{\text{н}}}{88,1}, \text{ [кВт]}, \tag{9.292}$$

где $P_{\text{н}}$ — давление, создаваемое насосом, МПа,

— рассчитываются потери электрической мощности в погружном насосе $\Delta N_{\text{н}}$

$$\Delta N_{\text{н}} = N_{\text{пн}} - N_{\text{пол. н}}, \text{ [кВт]}, \tag{9.293}$$

где $N_{\text{пн}}$ — мощность, потребляемая насосом, кВт,

— рассчитывается количество электрической энергии, теряемое насосом за сутки $P_{\text{н}}$

$$P_{\text{н}} = \Delta N_{\text{н}} \cdot 24, \text{ [кВт·ч]}, \tag{2.294}$$

— рассчитывается количество теплоты, выделяемое насосом за сутки $T_{\text{н}}$

$$T_{\text{н}} = \alpha \cdot P_{\text{н}}, \text{ [ккал]}, \tag{2.295}$$

— рассчитывается повышение температуры продукции за счет потерь мощности в насосе $\Delta t_{\text{н}}$

$$\Delta t_{\text{н}} = \frac{T_{\text{н}}}{c\rho Q}, \text{ [°C]}. \tag{9.296}$$

Если рассматривать температурный режим погружного агрегата в целом, можно рассчитать повышение температуры на выкиде насоса $\Delta t_{\text{у}}$:

$$\Delta t_{\text{у}} = \frac{24\alpha\left(N_{\text{год}} - N_{\text{пол. н}}\right)}{c\rho Q}, \text{ [°C]}. \tag{9.297}$$

Подогрев продукции скважины за счет работы погружного агрегата УЭЦН, как показывает практика, снижает и интенсивность отложений парафина в подъемнике.

9.4.10. ОСНОВЫ ПОДБОРА УЭЦН К СКВАЖИНЕ

В настоящее время известно много различных методик подбора УЭЦН как отечественных, так и зарубежных исследователей. Не останавливаясь на анализе существующих методик, отметим, что большинство из них достаточно сложны, перегружены расчетами непринципиальных характеристик (например, расчет температуры в обмотках ПЭД, хотя промысловому инженеру достаточно знать паспортную величину температуры продукции скважины, омыва-

ющей ПЭД) и требуют много дополнительной информации, не относящейся к эксплуатации скважин.

Излагаемый ниже экспресс-метод подбора УЭЦН базируется на результатах экспериментальных исследований работы погружных центробежных электронасосов на различных нефтяных месторождениях России.

В основу метода подбора положены следующие эксперментально установленные факты:

1. Эффективность работы погружного насоса определяется давлением и коэффициентом сепарации свободного газа у его приема, т.е. количеством свободного газа, попадающего в насос и трансформирующего его характеристики.

2. Реальные характеристики насосов могут отличаться (иногда значительно) от паспортных.

3. Свойства откачиваемой из скважины продукции (вязкость нефти или эмульсии, обводненность, газонасыщенность) оказывают существенное влияние на характеристики погружного центробежного насоса.

4. Подача насоса, свойства откачиваемой продукции и КПД установки определяют температурный режим работы погружной установки.

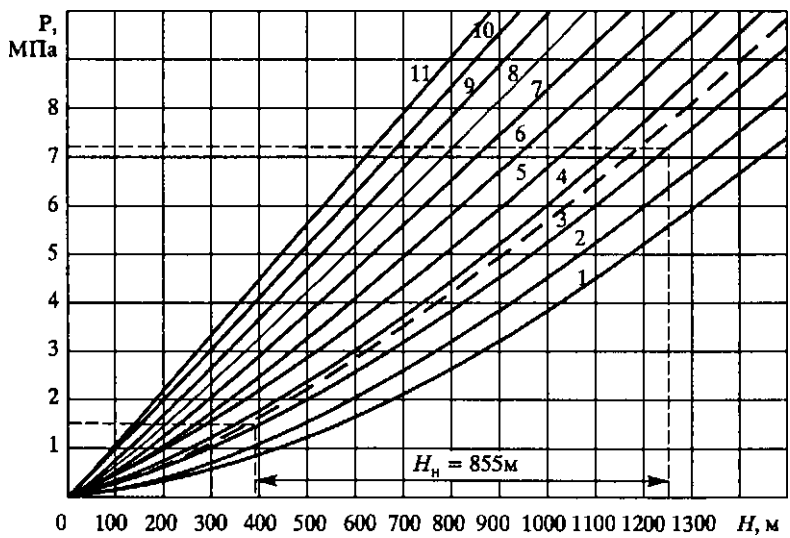


Рис. 9.40. Эталонные кривые распределения давления ($\rho_в$ = 1170 кг/м³):

1, 2, 3, 4 и т.д. — соответственно при обводненности В = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0

Таблица 9.5

Основные характеристики флюидов некоторых нефтяных месторождений РФ

Месторождение, горизонт	$P_{нас}$, МПа	G_0, м³/м³	$в_н$	$\rho_{нп}$, кг/м³	$\rho_{пд}$, кг/м³	$\mu_{нп}$, мПа·с	α, м³/(м³·мПа)
Осинское, Серпуховский горизонт	8,7	19,1	1,04	876	-	14,1	2,2
Кырыкмасское	7,3	16,6	1,04	874	893	13,1	2,3
Гожанское, Яснополянский горизонт	6,8	17	1,04	903	914	49	2,5
Барыкинское	7,3	16	1,03	902	910	29,7	2,2
	7,1	17	1,04	895	907	29	2,4
Степановское	6,5	19,9	1,04	892	896	29	3
Нурлатское, Угленосный горизонт	7,4	15,6	1,03	899	-	17,6	2,1
Лесное, Тульский горизонт	7,1	15	1,04	896	915	37,5	2,1
Южно-Шегурчинское, Турнейский ярус	7,4	16,7	1,05	881	902	17,5	2,3
Шегурчинское, Турнейский ярус	7,3	20,8	1,05	876	892	17,3	2,8
Ямашкинское, Турнейский ярус	6,1	18	1,04	879	890	20,7	2,9
Верхне-Уратьминское, Турнейский ярус	7,2	14,4	1,05	884	899	35	2
Азевское, Пашийский горизонт	7,8	14,5	1,05	869	893	15,4	1,8
Контузлинское	7,8	15,4	1,04	869	885	12,2	2
	6,6	18	1,05	872	894	15	2,7
Кузбаевское, Бобриковский горизонт	6,7	19,4	1,06	876	-	14,2	2,9
Арланское, Угленосная толща	7,5	13,9	1,04	884	895	24,3	1,9
	7,9	15,2	1,04	881	892	20,6	1,9
Жириовско-Бахметьевское, Нижнебашкирский горизонт	6,4	18	1,05	840	900	15	2,8

5. Для нефтяных месторождений России, данные о которых представлены в табл. 6.3 и 9.5, давление на выкиде насоса $P_{вык}$ определяется по соответствующим кривым распределения дав-

ления в подъемнике (эталонным кривым распределения давления):

рис. 9.40 — для группы месторождений табл. 6.3,

рис. 9.41 — для группы месторождений табл. 9.5.

Представленные эталонные кривые распределения давления справедливы при дебитах от 23 до 475 т/сут для диаметров подъемников 0,048 и 0,060 м. Эти зависимости приведены к давлению на устье скважины, равному нулю. При любом устьевом давлении давление на выкиде насоса находится так, как это показано на рис. 9.40 для следующих условий: $P_у$ = 1,5 МПа; глубина спуска насоса $H_{сп}$ = 855 м; обводненность продукции B = 0,2. На оси давлений откладывают $P_у$ = 1,5 МПа и проводят горизонталь до пересечения с кривой 3, соответствующей обводненности B = 0,2, получая глубину H = 395 м. К этой глубине прибавляют глубину спуска насоса 855 м и получают глубину 1250 м. Из данной глубины проводят вертикаль до пересечеиия с кривой 3 и получают давление на выкиде насоса $P_{вык}$ = 7,25 МПа. Давление на выкиде насоса можно рассчитать, используя соответствующие зависимости раздела 9.4.7.1.

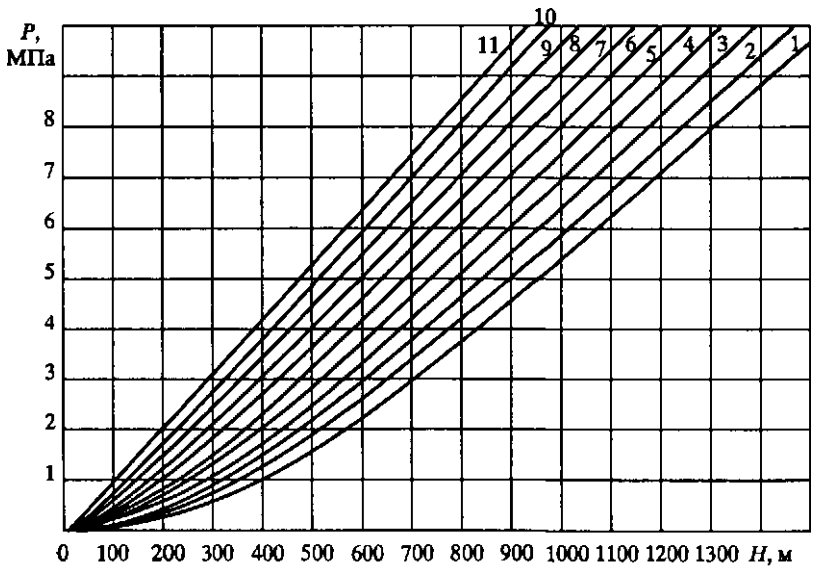


Рис. 9.41. Эталонные кривые распределения давления ($\rho_в$ = 1100 кг/м³):

1, 2, 3, 4 и т.д. — соответственно при обводненности В = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1,0

Суть метода подбора заключается в построении гидродинамической характеристики пласта, скважины и подъемника и совмещении ее с реальными характеристиками насосов. Точки пересечения реальных характеристик насосов с гидродинамической характеристикой системы «пласт—скважина—подъемник» характеризуют совместные режимы работы всей системы «пласт—скважина—насос—подъемник».

Под гидродинамической характеристикой понимается совокупная характеристика системы «пласт—скважина—подъемник», которая выражается графической зависимостью потребного давления (напора) в функции дебита скважины (подачи насоса). Закон работы пласта и скважины задается уравнением (9.259), из которого, принимая $P_{пр} = P_{опт}$ (рассчитанного по (9.278) или (9.279), вычисляют глубину спуска насоса $H_{сп}$:

$$H_{сп} = L_c - \frac{\left(P_{пл} - n\sqrt{\frac{Q}{\kappa}} - P_{опт}\right)}{\rho'_{см} g}. \qquad (9.298)$$

По рассчитанной величине $H_{сп}$ для заданных $P_у$ и обводненности B по соответствующим кривым распределения давления (рис. 9.40 или 9.41) определяется давление на выкиде насоса $P_{вык}$ для заданного де-

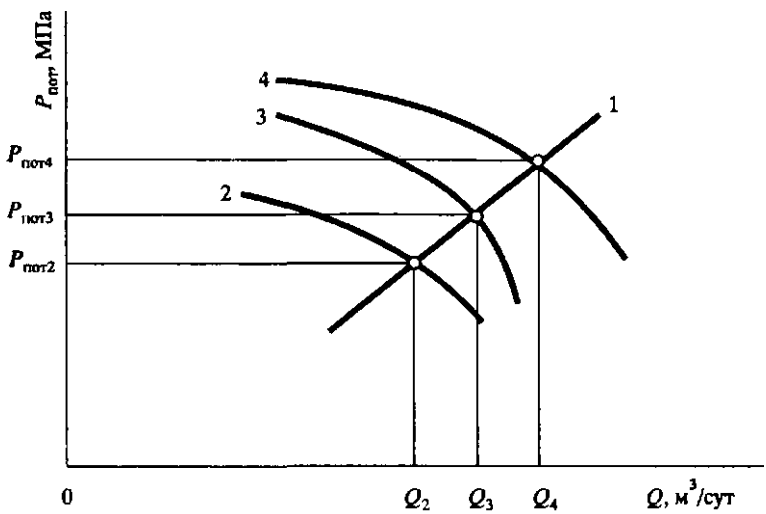


Рис. 9.42. Гидродинамическая характеристика системы «пласт—скважина—подъемник» (линия 1) и реальные характеристики трех погружных центробежных насосов (линии 2, 3 и 4)

бита скважины (подачи насоса) Q. Потребное давление $P_{пот}$, необходимое для подъема заданного Q на поверхность, рассчитывается так:

$$P_{пот} = P_{вык} - P_{оп}. \qquad (9.299)$$

Задаваясь несколькими значениями дебитов (подач), вычисляют для каждого из них соответствующие величины $H_{сп}$, $P_{вык}$ и $P_{пот}$ и строят графическую зависимость $P_{пот} = f(Q)$, которая представлена на рис. 9.42 (линия 1). На этом же рисунке нанесены реальные характеристики трех погружных центробежных насосов (линии 2, 3 и 4). Точки пересечения характеристик насосов с гидродинамической характеристикой определяют совместные (согласованные) режимы работы всей системы: Q_2 и $P_{пот2}$; Q_3 и $P_{пот3}$; Q_4 и $P_{пот4}$. После выбора необходимого насоса в соответствии с технической характеристикой УЭЦН подбираются все остальные элементы погружного агрегата, кабель, станция управления и т.п. Наконец, проверяют поперечные габариты погружного агрегата с кабелем и соответствие их поперечному габариту скважины, а также температурный режим работы УЭЦН.

Изложенная суть подбора УЭЦН к конкретным условиям скважины сохраняется в любой известной методике подбора; при этом отдельные технологические параметры, например, давление на выкиде $P_{вык}$ или давление на приеме насоса $P_{пр}$ могут определяться (рассчитываться) по другим методикам.

9.5. ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ПОРШНЕВЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Гидравлические поршневые насосные установки (ГПНУ) предназначены для эксплуатации высокодебитных глубоких скважин, продукция которых не содержит механических примесей. Погружной агрегат ГПНУ состоит из трех основных элементов: поршневого гидравлического двигателя, плунжерного (поршневого) насоса, соединенных между собой жестким штоком, и золотникового управляющего устройства, привод которого осуществляется от соединительного жесткого штока (золотниковое устройство гидравлического типа).

9.5.1. СХЕМЫ И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ГПНУ

Оборудование ГПНУ состоит из наземной и погружной частей. Наземная часть включает силовой и подпорный насосы, емкость и оборудование для подготовки силовой жидкости, систему трубопро-

водов и кранов, а также контрольно-измерительные приборы. Погружной агрегат является сложной гидравлической машиной с очень высокой точностью изготовления пар трения: «поршень—цилиндр» гидродвигателя; «поршень (плунжер)—цилиндр» насоса и гидравлического золотникового устройства. На рис. 9.43 приведены схемы погружных агрегатов: с плунжерным насосом одинарного действия (схема а) и с поршневым насосом двойного действия (схема б). Погружной агрегат, как правило, сбрасываемого типа, т.е. спуск его в скважину, посадка в посадочный конус (фик-

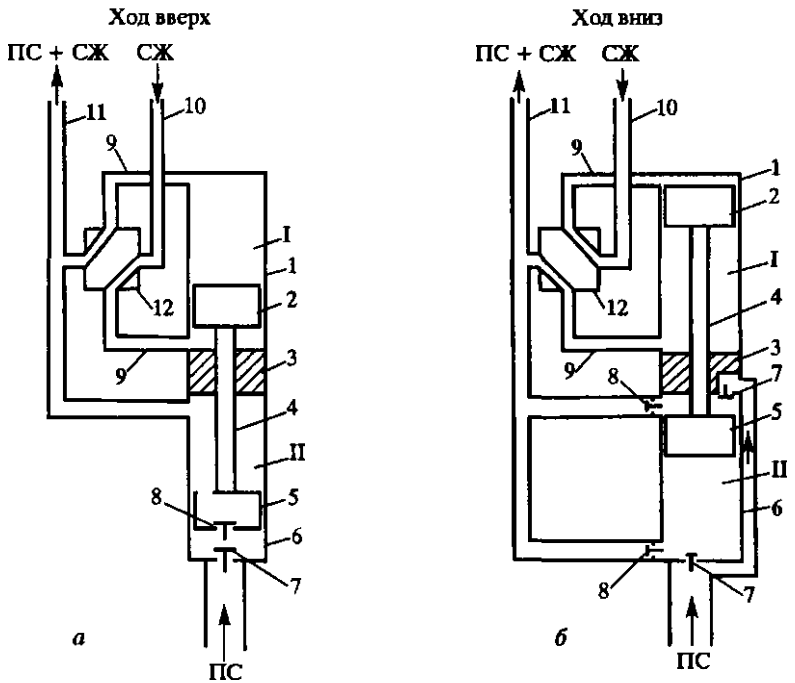


Рис. 9.43. Принципиальные схемы погружного агрегата ГПНУ:

а — с плунжерным насосом одинарного действия; б — с поршневым насосом двойного действия; I — гидродвигатель; II — плунжерный (поршневой) насос; 1 — цилиндр гидродвигателя; 2 — поршень гидродвигателя; 3 — уплотнитель-разделитель; 4 — соединительный жесткий шток; 5 — плунжер (поршень) насоса; 6 — цилиндр насоса; 7 — всасывающий клапан; 8 — нагнетательный клапан; 9 — перепускной канал; 10 — канал подвода силовой гидрожидкости (СЖ); 11 — канал отвода продукции скважины (ПС) и силовой жидкости; 12 — золотниковое устройство

сация агрегата в колонне НКТ) и подъем из скважины осуществляются силовой жидкостью (СЖ), хотя известны конструкции погружного агрегата, спускаемые в скважину на колонне НКТ.

Эксплуатация скважин ГПНУ осуществляется по двух- или трехканальной схемам. При двухканальной схеме в скважину спускаются концентрично две колонны НКТ: по внутренней колонне малого диаметра подается силовая жидкость к погружному гидродвигателю; кольцевой зазор между колоннами НКТ служит для подъема продукции скважины (ПС) и отработанной силовой жидкости. Двухканальная схема может быть реализована и при одной колонне НКТ, но при этом колонна НКТ пакеруется в скважине: по НКТ подается силовая жидкость, а по затрубному пространству поднимается смесь продукции скважины и силовой отработанной жидкостн. В качестве силовой жидкости в этом случае используется сама продукция скважины, что, естественно, требует ее определенной подготовки на устье, усложняя наземную часть оборудования.

Более предпочтительной является трехканальная схема, при которой силовая жидкость не смешивается с продукцией скважины, но она требует спуска в скважину трех колонн НКТ: по внутренней колонне к гидродвигателю подается силовая жидкость; отработанная силовая жидкость поднимается на устье по кольцевому зазору между первой (внутренней) колонной НКТ и второй. Продукцня скважины поднимается по кольцевому зазору между второй и третьей (наружной) колоннами НКТ. Такая схема может быть реализована и при спуске двух колонн НКТ, ио наружная колонна должна быть запакерована в скважине; подъем продукции скважины в этом случае осуществляется по затрубному пространству.

Принцип действия погружного агрегата с плунжерным насосом одинариого действия (рис. 9.43 а) следующий. Рассмотрим ход вверх. При подаче силовой жидкостн в канал подвода 10 золотниковое устройство 12 по перепускному клапану 9 подводит силовую жидкость под поршень 2 гидродвигателя I, вследствие чего поршень гидродвигателя движется вверх, вытесняя отработанную силовую жидкость из цилиндра 1 через перепускной канал 9 и золотниковое устройство 12 в канал для отвода ПС и СЖ 11, в котором они смешиваются и поднимаются на устье. Плунжер насоса 5, жестко соединенный с поршнем 2 гидродвигателя, также движется вверх; при этом нагнетательный клапан 8 закрыт, а всасывающий клапан 7 открыт. Продукция скважины вытесняется из цилиндра 6 над плунжером в канал для отвода ПС и СЖ 11;

одновременно ПС поступает в цилиндр насоса под плунжером 5. Когда поршень гидродвигателя приходит в верхнюю мертвую точку, золотниковое устройство переключает подачу силовой жидкости в цилиндр гидродвигателя над поршнем (позиция золотникового устройства 12 на рис. 9.43 б). Поршень 2 и плунжер 5 начинают движение вниз. Отработанная силовая жидкость из-под поршня гидродвигателя через перепускной канал 9 и золотниковое устройство 12 вытесняется в канал отвода 11. Всасывающий клапан 7 насоса закрывается, открывается нагнетательный клапан 8, и продукция скважины перетекает через плунжер в цилиндр 6 над плунжером 5 и далее — в канал отвода 11.

Принцип действия погружного агрегата с поршневым насосом двойного действия (рис. 9.43 б) следующий. При ходе вниз силовая жидкость из канала подвода 10 через золотниковое устройство 12 и пропускной канал 9 подается в цилиндр1 гидродвигателя над поршнем 2, заставляя его двигаться вниз. Отработанная силовая жидкость из-под поршня 2 через перепускной канал 9 и золотниковое устройство 12 вытесняется в канал отвода 11. Движение вниз совершает и поршень 5 насоса. При этом нижний всасывающий клапан 7 закрыт, а верхний всасывающий клапан 7 открыт; нижний нагнетательный клапан 8 открыт, а верхний нагнетательный клапан 8 закрыт. Из объема цилиндра 6 под поршнем продукция скважины нагнетается в канал отвода продукции 11, смешиваясь в нем с отработанной силовой жидкостью. Объем цилиндра 6 над поршнем 5 при движении его вниз через верхний всасывающий клапан 7 заполняется продукцией скважины.

При ходе вверх открывается нижний всасывающий клапан 7 и закрывается верхний всасывающий клапан 7; при этом нижний нагнетательный клапан 8 закрыт, а верхний нагнетательный клапан 8 открыт. Идет заполнение скважинной продукцией объема цилиндра 6 под поршнем 5 и вытеснение скважинной продукции из объема цилиндра 6 над поршнем 5.

Выше описаны только принципиальные схемы погружных агрегатов с насосами одинарного и двойного действия. В погружном агрегате с насосом одинарного действия дифференциального типа роль золотникового устройства выполняет специальный управляющий клапан с каналами, размещенными в поршне гидродвигателя.

ГПНУ в сравнении с другими типами бесштанговых установок обладают следующими преимуществами:

— возможность регулирования в достаточно широком диапазоне основных характеристик;

— простота управления;

— упрощение подземного ремонта, т.к. спуск и подъем погружного агрегата осуществляются собственным силовым насосом;

— возможность эффективной эксплуатации наклонно-направленных скважин.

В то же время этим установкам присущи и существенные недостатки:

— сложность и громоздкость наземного оборудования;

— высокая металлоемкость;

— для двухканальных схем необходима специальная подготовка силовой жидкости, в качестве которой используется часть продукции скважин;

— невозможность откачки продукции с механическими примесями.

9.5.2. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ГПНУ С ПОГРУЖНЫМ НАСОСОМ ОДИНАРНОГО ДЕЙСТВИЯ

К основным рассчитываемым параметрам относятся: давление и расход силовой жидкости, подача погружного насоса, мощности и КПД установки.

9.5.2.1. Расчет давления силовой жидкости

Давление силовой жидкости P_c на выкиде силового насоса, установленного на поверхности:

— при ходе поршней погружного агрегата вниз $P_{сн}$

$$P_{сн} = P'_{сн} - (H_{сп} - \Delta h_c)\rho_c g, \qquad (9.300)$$

— при ходе поршней погружного агрегата вверх $P_{св}$

$$P_{св} = P'_{св} - (H_{сп} - \Delta h_c)\rho_c g, \qquad (9.301)$$

где $P'_{сн}, P'_{св}$ — соответственно давление силовой жидкости у погружного гидродвигателя при ходе его поршня вниз и вверх, Па;

$H_{сп}$ — глубина спуска погружного агрегата в скважину, м;

Δh_c — гидравлические потери при движении силовой жидкости в канале подвода от силового наземного насоса до гидродвигателя, м;

ρ_c — плотность силовой жидкости, кг/м^3.

Давление силовой жидкости в гидродвигателе:

— при ходе вниз

$$P'_{сн} = (H_{сп} + \Delta h_{сп})\rho_{сп} g + P_у + G_п / F_{пр}, \qquad (9.302)$$

— при ходе вверх

$$P'_{св} = (H_{сп} + \Delta h_{сп})\rho_{сп} g + P_у + \\ + \frac{\left[(H_{сп} + \Delta h_{сп})\rho_{сп} g - h_п \rho_д g + P_у\right] F_н + G_в}{F_д - F_ш}, \qquad (9.303)$$

где $\Delta h_{сп}$ — гидравлические потери при движении смешанного потока (силовой жидкости и продукции скважины) в канале отвода от погружного агрегата до устья скважины, м;

$\rho_{сп}$ — плотность смеси силовой жидкости и продукции скважины, кг/м^3;

$P_у$ — давление на устье скважнны, Па;

$G_н$, $G_в$ — суммарные силы сопротивления в погружном агрегате при ходе поршней вниз и вверх соответственно, Н;

$F_ш$ — площадь поперечного сечения жесткого соединительного штока, м^2;

$F_д$ — площадь поперечного сечения поршня гидродвигателя диаметром $d_д$, м^2;

$F_н$ — площадь поперечного сечения поршня погружного насоса диаметром $d_н$, м^2;

$h_п$ — глубина погружения агрегата под динамический уровень, м;

$\rho_д$ — плотность добываемой продукции, кг/м^3.

9.5.2.2. Расчет расхода силовой жидкости

Объем силовой жидкости, приходящийся на один двойной ход гидродвигателя

$$V'_с = \left[F_д \cdot S_а + (F_з - F_ш) S_з\right] \kappa$$

или

$$V'_с = \frac{\pi}{4}\left[d_д^2 S_а + \left(d_з^2 - d_ш^2\right) S_з\right] \kappa, \qquad (9.304)$$

где $F_з$ — площадь сечення большой головки золотника диаметром $d_з$, м^2;

$S_а$ — длина хода поршней погружного агрегата, м;

$S_з$ — длина хода золотника, м;

κ — коэффициент расхода силовой жидкости, учитывающий степень наполнения гидродвигателя и утечки силовой жидкости

$$\kappa = Q_с / Q_{ст}; \qquad (9.305)$$

$Q_с$ — суточный расход силовой жидкости при числе двойных ходов в минуту n, м³/сут;

$Q_{ст}$ — теоретический расход силовой жидкости при расчетной длине хода поршня и золотника, м³/сут.

Суточный расход силовой жидкости при числе двойных ходов n в минуту (м³/сут):

$$Q_с = V'_с n \cdot 60 \cdot 24 \approx 1131 \left[d_д^2 S_а + \left(d_д^2 - d_ш^2 \right) S_з \right] nк . \qquad (9.306)$$

9.5.2.3. Расчет подачи погружного насоса

Объем продукции скважины за один двойной ход плунжера погружного насоса

$$Q' \approx F_н S_н$$

или

$$Q' = \frac{\pi}{4} d_н^2 S_н , \qquad (9.307)$$

где $S_н$ — реальная длина хода плунжера погружного насоса, м.

Суточная теоретическая подача погружного насоса при числе двойных ходов n в минуту (м³/сут):

$$Q_т = Q' n \cdot 60 \cdot 24 \approx 1131 d_н^2 S_н n . \qquad (9.308)$$

Коэффициент подачи насосной установки η определяется так:

$$\eta = Q_ф / Q_т , \qquad (9.309)$$

где $Q_т$ — фактическая суточная подача погружного насоса с учетом всех явлений (утечки, влияние газа, усадка продукции и т.д.), м³/сут.

9.5.2.4. Расчет мощности и КПД установки

Мощность, потребляемая силовым наземным насосом $N_н$

$$N_н = \frac{Q_с \bar{P}_с}{88,1 \eta_{са}} , [кВт] , \qquad (9.310)$$

где $P'_с$ — осредненное значение давления силовой жидкости (ход вниз — $P_{сн}$, ход вверх — $P_{св}$), МПа,

$$\bar{P}_с = \frac{P_{сн} + P_{св}}{2} , \qquad (9.311)$$

$\eta_{са}$ — КПД силового наземного агрегата, д.ед.:

$$\eta_{са} = \eta_{сн} \eta_п \eta_{зд} ; \qquad (9.312)$$

$\eta_{сн}$ — КПД силового наземного насоса (≈ 0,9), д.ед.;

$\eta_п$ — КПД передачи (≈ 0,95), д.ед.;

$\eta_{эд}$ — КПД приводного электродвигателя (≈ 0,85), д.ед.

Полезная мощность погружного агрегата (погружного насоса) $N_{пол}$:

$$N_{пол} = \frac{Q_ф \left(P_{вык} - P_{пр}\right)}{88,1}, \text{ [кВт]}, \tag{9.313}$$

где $P_{вык}$ — давление на выкиде погружного насоса, МПа;

$P_{пр}$ — давление на приеме погружного насоса, МПа.

Указанные давления рассчитываются аналогично, как это рассмотрено ранее; при этом расчет $P_{пр}$ ведется так же, как при эксплуатации скважин штанговыми глубинными насосами.

Коэффициент полезного действия установки

$$\eta_у = N_{пол} / N_п. \tag{9.314}$$

9.5.3. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ГПНУ С ПОГРУЖНЫМ НАСОСОМ ДВОЙНОГО ДЕЙСТВИЯ (ДВУХКАНАЛЬНАЯ СХЕМА)

ГПНУ с погружным насосом двойного действия является более производительной в сравнении с предыдущей.

9.5.3.1. Расчет давления силовой жидкости

Рассмотрим случай, когда диаметры поршней гидродвигателя и погружного насоса различны. Воспользуемся схемой погружного агрегата, представленной на рис. 9.44, на которой отмечены действующие в нем давления и силы при ходе вверх. Введем следующие обозначения:

$d_д$ — диаметр поршня гидродвигателя, м;

$d_ш$ — диаметр соединительного штока, м;

$d_н$ — диаметр поршня насоса, м;

$F_{дн}$ — площадь поперечного сечения нижнего торца поршня гидродвигателя, м^2;

$$F_{дн} = F_{дв} - F_ш; \tag{9.315}$$

$F_{дв}$ — площадь поперечного сечения верхнего торца поршня гидродвигателя, м^2;

$F_ш$ — площадь поперечного сечения соединительного штока, м^2;

$F_{нн}$ — площадь поперечного сечения нижнего торца поршня насоса, м^2;

$F_{нв}$ — площадь поперечного сечения верхнего торца поршня насоса, м^2;

$$F_{пв} = F_{пн} - F_{шт}; \qquad (9.316)$$

$P'_{сн}$ — давление силовой жидкости на поперечное сечение нижнего торца поршня гидродвигателя, Па;

$P'_{св}$ — давление отработанной силовой жидкости на поперечное сечение верхнего торца поршня гидродвигателя, Па;

$P_{пн}$ — давление продукции скважины, действующее на поперечное сечение нижнего торца поршня насоса, Па;

$P_{пв}$ — давление продукции скважины, действующее на поперечное сечение верхнего торца поршня насоса, Па.

Рассмотрим силы, действующие в погружном агрегате при ходе вверх.

Силы, направленные вверх:

— сила от давления силовой жидкости в гидродвигателе

$P'_{сн} \cdot F_{дн}$;

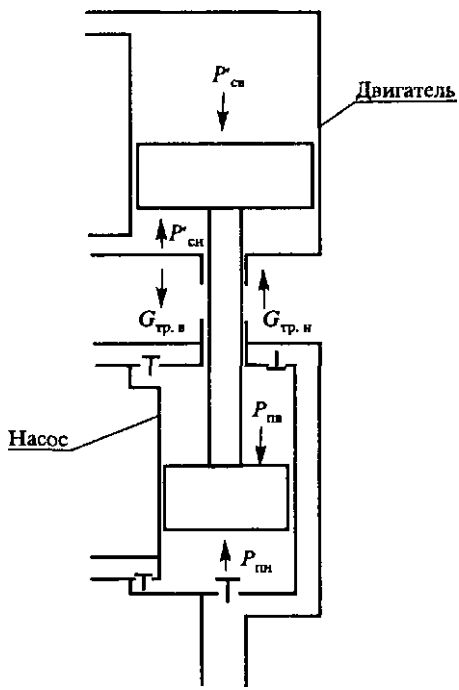


Рис. 9.44. Схема погружного агрегата с насосом двойного действия, действующие давления и силы (ход вверх)

— сила от давления продукции скважины в насосе

$P_{\text{пн}} \cdot F_{\text{пн}}$.

Силы, направленные вниз:

— сила от давления отработанной силовой жидкости в гидродвигателе

$P'_{\text{св}} \cdot F_{\text{дв}}$;

— сила от давления продукции скважины в насосе

$P_{\text{пв}} \cdot F_{\text{пн}}$;

— сила трения при движении поршневой группы вверх $G_{\text{тр.в}}$.

Движение поршневой группы вверх возможно при соблюдении следующего условия:

$$\left(P'_{\text{сн}} F_{\text{дн}} + P_{\text{пн}} F_{\text{пн}}\right) \geq \left(P'_{\text{св}} F_{\text{дв}} + P_{\text{пв}} F_{\text{пв}} + G_{\text{тр. в}}\right),$$

откуда давление силовой жидкости в гидродвигателе при ходе вверх

$$P'_{\text{сн}} \geq \frac{P'_{\text{св}} F_{\text{дн}} + P_{\text{пв}} F_{\text{пв}} + G_{\text{тр. в}} - P_{\text{пн}} F_{\text{пн}}}{F_{\text{дн}}}. \qquad (9.317)$$

Давление силовой жидкости в наземном насосе $P^{\text{в}}_{\text{сн}}$ при ходе поршневой группы погружного агрегата вверх таково:

$$P^{\text{в}}_{\text{сн}} = P'_{\text{сн}} - \left(H_{\text{сн}} - \Delta h_{\text{с}}\right)\rho_{\text{с}} g + \Delta P_{\text{в}}, \qquad (9.318)$$

где $H_{\text{сн}}$, $\Delta h_{\text{с}}$, $\rho_{\text{с}}$ — то же самое, что и в формуле (9.301);

$\Delta P_{\text{в}}$ — потери давления в перепускном канале и золотниковом устройстве при ходе вверх, Па.

Поступая аналогично, получим условие движения поршневой группы вниз:

$$P'_{\text{св}} \geq \frac{P'_{\text{сн}} F_{\text{дн}} + P_{\text{пн}} F_{\text{пн}} + G_{\text{тр. н}} - P_{\text{пв}} F_{\text{пв}}}{F_{\text{дв}}}, \qquad (9.319)$$

где $G_{\text{тр. н}}$ — сила трения при движении поршневой группы вниз.

Давление силовой жидкости в наземном насосе $P^{\text{н}}_{\text{сн}}$ при движении поршневой группы погружного агрегата вниз таково:

$$P^{\text{н}}_{\text{сн}} = P'_{\text{св}} - \left(H_{\text{сн}} - \Delta h_{\text{с}}\right)\rho_{\text{с}} g + \Delta P_{\text{н}}, \qquad (9.320)$$

где $\Delta P_{\text{н}}$ — потери давления в перепусном канале и золотниковом устройстве при ходе вниз, Па.

Входящие в зависимости (9.317) и (9.319) давления записываются в следующем виде:

погружной насос

— ход вверх

$$P_{\text{пв}} = P_{\text{вык. сп}} + \Delta P_{\text{кл. н}}, \tag{9.321}$$

$$P_{\text{пн}} = P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{кл. в}}; \tag{9.322}$$

— ход вниз

$$P_{\text{пв}} = P_{\text{пр}} - \Delta P_{\text{кл. в}}, \tag{9.323}$$

$$P_{\text{пн}} = P_{\text{вык. сп}} + \Delta P_{\text{кл. н}}, \tag{9.324}$$

$$P_{\text{вык. сп}} = P_{\text{у}} + (H_{\text{сп}} - \Delta h_{\text{сп}})\,\rho_{\text{сп}}\,g, \tag{9.325}$$

$$\rho_{\text{сп}} = \rho_{\text{п}}\,(1 - n_{\text{с}}) + \rho_{\text{с}}\,h_{\text{с}}, \tag{9.326}$$

$$n_{\text{с}} = \frac{Q_{\text{с}}}{Q_{\text{с}} + Q_{\text{п}}}; \tag{9.327}$$

гидродвигатель

— ход вверх

силовая жидкость

$$P'_{\text{сн}} = P^{\text{в}}_{\text{вык. с}} - \Delta P_{\text{в}}; \tag{9.328}$$

отработанная силовая жидкость

$$P'_{\text{св}} = P_{\text{вык. сп}} - \Delta P_{\text{в}}., \tag{9.329}$$

$$P^{\text{в}}_{\text{вык. с}} = P^{\text{в}}_{\text{сн}} + (H_{\text{сп}} - \Delta h_{\text{с}})\rho_{\text{с}} g\ ; \tag{9.330}$$

— ход вниз

силовая жидкость

$$P'_{\text{св}} = P^{\text{н}}_{\text{вык. с}} - \Delta P_{\text{н}}, \tag{9.331}$$

отработанная силовая жидкость

$$P'_{\text{сн}} = P_{\text{вык. сп}} - \Delta P_{\text{н}}, \tag{9.332}$$

$$P^{\text{н}}_{\text{вык. с}} = P^{\text{н}}_{\text{сн}} + (H_{\text{сп}} - \Delta h_{\text{с}})\rho_{\text{с}} g\ , \tag{9.333}$$

где $P_{\text{вык. сп}}$ — давление на выкиде канала, по которому движется смесь: продукция скважины и отработанная силовая жидкость, Па;

$P_{\text{пр}}$ — давление на приеме погружного насоса, вычисляемое, например, по формуле (9.257), Па;

$\Delta P_{\text{кл. н}}$, $\Delta P_{\text{кл. в}}$ — соответственно потери в нагнетательном и всасывающем клапанах насоса, Па;

$P_у$ — давление на устье скважины в канале отвода по которому поднимается смесь продукции скважины и отработанной силовой жидкости, Па;

$\Delta h_{сп}$ — гидравлические потери при движении смеси продукции скважины и отработанной силовой жидкости в канале отвода, м;

$\rho_{сп}$ — плотность смеси продукции скважины $\rho_п$ и силовой отработанной жидкости $\rho_с$, кг/м³;

$n_с$ — доля отработанной силовой жидкости в смеси с продукцией скважины, д.ед.;

$Q_с$ — суточный расход отработанной силовой жидкости, м³/сут;

$Q_п$ — суточная подача погружным насосом продукции скважины (дебит скважины), м³/сут;

$P^{в}_{вык.\,с}$ — давление на выкиде канала подвода силовой жидкости при ходе вверх, Па;

$P^{н}_{вык.\,с}$ — давление на выкиде канала подвода силовой жидкости при ходе вниз, Па.

9.5.3.2. Расчет расхода силовой жидкости

Объем силовой жидкости за один двойной ход поршневой группы гидродвигателя составляет:

$$V'_с = \left[F_{дн} S_в + (F_з - F_ш) S_п + F_{дв} S_в\right] \kappa, \qquad (9.334)$$

где $S_в$, $S_у$, $F_з$, $F_ш$ и κ — те же самые параметры, что и в зависимости (9.304), причем коэффициент расхода силовой жидкости κ рассчитывается по (9.305).

Суточный расход силовой жидкости (м³/сут) при числе двойных ходов n в минуту составит:

$$Q_с = 1440 n \left[\left(F_{дн} + F_{дв}\right) S_в + \left(F_з - F_ш\right) S_з\right] \kappa. \qquad (9.335)$$

9.5.3.3. Расчет подачи погружного насоса

Объем продукции скважины, вытесняемый насосом в выкидную линию при ходе вверх, составляет:

$$V_{пв} = F_{пв} \cdot S_а, \ [м^3], \qquad (9.336)$$

а при ходе вниз:

$$V_{пн} = F_{пн} \cdot S_а, \ [м^3]. \qquad (9.337)$$

Общий объем продукции за один двойной ход (n = 1):

$$V = V_{пв} + V_{пн} = (F_{пв} + F_{пн}) S_а, \ [м^3]. \qquad (9.338)$$

Суточная теоретическая подача погружного насоса при числе двойных ходов в мин n (м³/сут):

$$Q_т = V \cdot n \cdot 60 \cdot 24 = 1440\,(F_{пв} + F_{пн})\,S_а\,n. \quad (9.339)$$

$$Q_ф = 1440\,S_а\,n\,(F_{пн} + F_{нн})\,\eta, \quad (9.340)$$

где η — коэффициент подачи насосной установки, д. ед.

Расчет мощности и КПД установки производится аналогично, как показано в 9.5.2.4; при этом среднее давление силовой жидкости на силовом наземном насосе $\bar{P}_с$:

$$\bar{P}_с = \frac{P^в_{сн} + P^н_{сн}}{2}. \quad (9.341)$$

9.5.4. СПУСК И ПОДЪЕМ ПОГРУЖНОГО АГРЕГАТА ГПНУ

Существует два типа погружных агрегатов:

1. Погружной агрегат, спускаемый в скважину на колонне НКТ.
2. Погружной агрегат сбрасываемого типа, спуск и подъем которого осуществляется силовой жидкостью.

Использование погружных агрегатов сбрасываемого типа является предпочтительным, т.к. отпадает необходимость проведения спуска и подъема погружного агрегата бригадой подземного ремонта скважин с использованием штатной техники. Это обстоятельство является серьезным преимуществом (и, пожалуй, одним из наиболее весомых) ГПНУ.

Наиболее распространенной схемой использования ГПНУ при эксплуатации скважин является двухканальная, при которой силовая жидкость доставляется к погружному гидродвигателю по одному каналу (по колонне НКТ), а отработанная силовая жидкость, смешиваясь с продукцией скважины, поднимается на поверхность по другому каналу. Для погружных агрегатов, спускаемых в скважину на колонне НКТ, двухканальная схема реализуется в двух вариантах (рис. 9.45):

— В скважину спускают две колонны НКТ: наружную 3 (большего диаметра) и внутреннюю 5, к нижней части которой крепится погружной агрегат 4. В нижней части наружной колонны 3 закреплен посадочный конус 2, в который садится погружной агрегат 4 при спуске. Уплотнение погружного агрегата в посадочном конусе осуществляется уплотнительным элементом 1, размещенном на хвостовике погружного агрегата. Подача силовой жидкости осуществляется по внутренней колонне НКТ 5, а подъем продукции

скважины и отработанной силовой жидкости осуществляется по кольцевому зазору между колоннами НКТ 5 и 3 (рис. 9.45 а).

— Предварительно в скважину на расчетную глубину спускают и закрепляют в обсадной колонне 6 шлипсовый пакер 7 с посадочным конусом 2. Погружной агрегат 4 спускают на колонне НКТ 5, который садится в посадочный конус 2 и уплотняется уплотнительным элементом 1. Силовая жидкость подается к погружному гидродвигателю по колонне НКТ 5, а продукция скважины вместе с отработанной силовой жидкостью поднимается на поверхность по кольцу между обсадной колонной 6 и НКТ 5 (рис. 9.45 б).

Очевидно, что каждой из этих схем присущи как преимущества, так и недостатки, но обе они требуют проведения подземного ремонта.

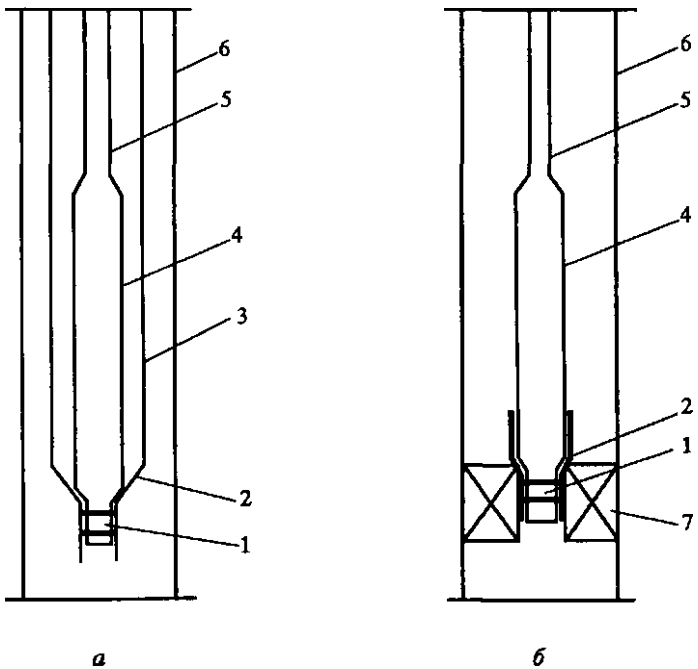


Рис. 9.45. Принципиальная схема спуска погружного агрегата ГПНУ на колонне НКТ:

а — использованы две колонны НКТ; б — использована одна колонна НКТ; 1 — уплотнительный элемент погружного агрегата; 2 — посадочный конус; 3 — наружная колонна НКТ; 4 — погружной агрегат; 5 — внутренняя колонна НКТ; 6 — обсадная колонна; 7 — шлипсовый пакер

Погружные агрегаты сбрасываемого типа работают также, в основном, по двухканальной схеме со спуском в скважину двух колонн НКТ (рис. 9.46): наружной большего диаметра 1 и внутренней 2.

В нижней части погружной колонны 1 имеется посадочный конус 7. Нижний конец внутренней НКТ имеет уплотнительный элемент 8, который при спуске ее садится в посадочный конус 7. Над уплотнительным элементом внутренней НКТ размещен обратный клапан 6, выше которого установлен посадочный конус 3 с отверстиями 4, в который садится погружной агрегат и уплотняется уплотнительным элементом 5 агрегата, одновременно перекрывающим отверстия 4.

Перед сбрасыванием погружного агрегата колонны НКТ заполняются, как правило, нефтью. Обратный клапан 6 удерживает столб нефти в НКТ. После этого внутрь колонны 2 сбрасывается погруж-

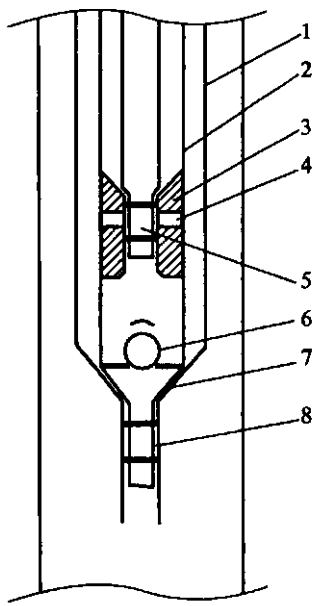


Рис. 9.46. Принципиальная схема компоновки нижней части колонн НКТ при использовании погружного агрегата сбрасываемого типа:

1 — наружная колонна НКТ; 2 — внутренняя колонна НКТ; 3 — посадочный конус на внутренней НКТ; 4 — отверстие; 5 — уплотнительный элемент агрегата; 6 — обратный клапан; 7 — посадочный конус на наружной НКТ; 8 — уплотнительный элемент внутренней колонны НКТ

ной агрегат, включается наземный силовой насос, и силовая жидкость, поступающая внутрь колонны 2, продавливает погружной агрегат до посадки и фиксации в посадочном конусе 3. Давление на силовом насосе повышается, и погружной агрегат начинает работать. При необходимости подъема погружного агрегата силовая жидкость от наземного силового насоса подается в кольцевой зазор между колоннами НКТ 1 и 2. Через отверстия 4 в посадочном конусе 3 силовая жидкость воздействует снизу на погружной агрегат (обратный клапан 6 при этом закрывается), выдавливает его из посадочного конуса 3 и поднимает до устья скважины.

Таким образом, необходимость в бригаде подземного ремонта отпадает. Очевидно, что при работе по описанной схеме, необходимо иметь дополнительное оборудование для фиксации и удержания погружного агрегата на устье скважины, а также специальное устройство для переключения подачи силовой жидкости из колонны НКТ в кольцевой зазор и наоборот.

Многообразие и сложность как наземного, так и погружного оборудования, необходимость качественной подготовки силовой жидкости (сепарация от свободного газа, удаление из нее воды и очистка от механических примесей) не способствуют широкому промышленному использованию ГПНУ для эксплуатации скважин в России, большинство основных месторождений нефти которой находится в зоне суровых климатических условий.

Расчет основных технологических параметров добывающей системы при эксплуатации ее ГПНУ принципиально ничем не отличается от такового при ее эксплуатации плунжерными насосами (установками скважинных штанговых насосов).

Известны и другие способы насосной эксплуатации скважин, например, установками вибрационных, винтовых или диафрагменных насосов, которые кратко будут рассмотрены ниже и которые подробно изучаются в курсе оборудования для добычи нефти. С технологической точки зрения расчеты основных параметров добывающей системы при эксплуатации скважин перечисленными установками не отличаются от уже рассмотренных ранее.

9.6. ВИБРАЦИОННЫЙ НАСОС ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Исследование вибрационного или звукового насоса для эксплуатации скважин показало возможность его практического приме-

нения для подъема продукции скважин, в том числе и со значительным содержанием механических примесей (песка).

В основе вибрационного насоса лежит использование энергии чередующихся во времени удлинений и сжатий колонны насосно-компрессорных труб при действии на нее переменной возмущающей силы.

Схема вибронасосной установки приведена на рис. 9.47. Установка состоит из колонны обычных насосно-компрессорных труб 1, в муфтовых соединениях которой установлены шариковые клапаны 2. В отличие от шариковых клапанов глубинных плунжерных насосов шарики клапанов вибрационного насоса должны иметь меньшую массу; поэтому они изготавливаются из легких материалов на основе алюминия, пластических материалов и т.п. Клапан — с принудительной посадкой шарика винтовой пружиной. Во избе-

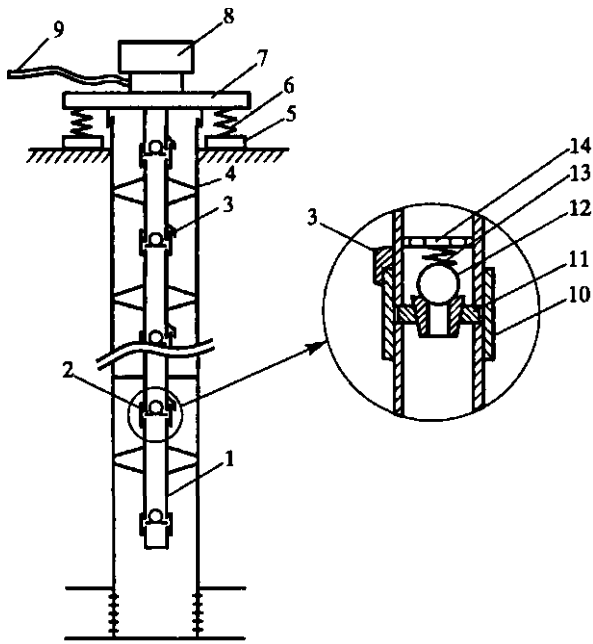


Рис. 9.47. Принципиальная схема вибронасосной установки:

1 — колонна НКТ; 2 — шариковый клапан; 3 — стопор; 4 — центратор НКТ; 5 — опорная плита; 6 — пружины; 7 — вибрационная плита; 8 — вибратор; 9 — гибкий шланг; 10 — муфта НКТ; 11 — седло шарикового клапана; 12 — шарик; 13 — пружина клапана; 14 — упор пружины клапана

жание самоотворачивания труб вследствие колебаний колонны муфты имеют специальные стопоры 3; снижение трения колонны НКТ в обсадной колонне достигается установкой центраторов 4.

На устье колонна НКТ подвешивается на вибрационной плите 7, которая через несколько винтовых пружин 6 опирается на опорную плиту 5. Жесткость пружин рассчитана таким образом, что под действием веса колонны НКТ не происходит их просадки; в то же время при работе насоса колонна НКТ может совершать вертикальные колебания с амплитудой 10–15мм.

Для сообщения колонне труб колебаний на верхнем конце ее установлен специальный вибратор 8, состоящий из двух маховиков с эксцентриками, вращающимися в противоположных направлениях. Встречное движение маховиков обеспечивается зубчатой передачей. Так как маховики вращаются навстречу друг другу, эксцентрики перемещаются вверх или вниз одновременно; в горизонтальной же плоскости один движется влево, другой — вправо, устраняя горизонтальные колебания и усиливая — вертикальные. Привод вибратора осуществляется от электродвигателя или двигателя внутреннего сгорания.

В результате работы вибратора от верхнего конца колонны НКТ распространяются упругие колебания со скоростью звука в материале труб (стали) примерно 5000 м/с, а в откачиваемой продукции — со скоростью 1000–1500 м/с. При равенстве частоты вынужденных колебаний и собственной частоты системы различные участки колонны труб то растягиваются, то сжимаются с достаточно высокой частотой. Во избежание разрушения колонны труб, необходимо соблюдение условия: напряжение от создаваемых колебаний не должно превышать предела упругости материала труб.

Насос работает следующим образом. Так как нижняя часть колонны труб погружена в откачиваемую жидкость, а колонна во время колебания растягивается на 10–15 мм с ускорением, превышающим ускорение свободного падения g, жидкость, приподнимая шарик, движется вверх. В следующий момент, когда колонна сжимается, шарик садится в седло, перекрывая путь движению жидкости вниз. Вследствие повторения циклов «растяжение—сжатие» жидкость поднимается до устья, где отводится в сборную емкость через гибкий шланг 9.

Так как клапаны установлены в каждом муфтовом соединении колонны НКТ (примерно через 8 м), каждый клапан подвергается давлению столба жидкости высотой 8 м, что не является большой

величиной и не вызывает практического износа клапанов (шариков и седел), а также позволяет откачивать жидкость со значительным содержанием механических примесей.

Теоретические основы расчета вибратора базируются на уравнении незатухающих линейных колебаний, имеющего вид:

$$\frac{G}{g}\cdot\frac{d^2x}{dt^2}+\kappa x=0, \tag{9.342}$$

где G — сила от веса колонны НКТ, Н;

x — линейное перемещение колонны НКТ, м;

κ — коэффициент упругости системы, (Н·с)/м.

Обозначая $G/g = m$ и разделив (9.342) на m, получим:

$$\frac{d^2x}{dt^2}+\frac{\kappa}{m}x=0. \tag{9.343}$$

При $\omega^2=\frac{\kappa}{m}$ решение уравнения (9.343) имеет вид:

$$x=C_1\cos\omega G+C_2\sin\omega G, \tag{9.344}$$

где ω — угловая скорость вращения эксцентриков, $с^{-1}$,

C_1, C_2 — постоянные, зависящие от начальных условий.

Таким образом, в системе возникают гармонические колебания с частотой f. Круговая частота колебаний определяется так:

$$2\pi f=\frac{2\pi}{T}=\omega_0=\sqrt{\frac{B}{m}}, \tag{9.345}$$

где T — период колебаний ($T = 1/f$),

$$B=G/l, \tag{9.346}$$

l — удлинение под действием силы G от веса колонны НКТ, м.

Зная круговую частоту ω_0, можно определить число оборотов эксцентриков n_0:

$$n_0=\frac{\omega_0}{2\pi}. \tag{9.347}$$

Частота колебаний системы зависит от параметров системы, а расчет собственной частоты ее колебаний сводится к определению κ и m. Так как трение в системе приводит к затуханию колебаний, необходимо знать коэффициент затухания β, который, как правило, определяется опытным путем.

С учетом коэффициента затухания β критическая круговая частота ω в случае свободного затухания колебаний колонны НКТ будет равна:

$$\omega = \sqrt{\omega_0^2 - \beta^2}\,. \qquad (9.348)$$

Если учитывать возмущающую силу, необходимую для поддержания колебательного процесса и обеспечения резонанса, круговая частота выражается так:

$$\omega_1 = \sqrt{\omega_0^2 - 2\beta^2}\,. \qquad 9.349)$$

Амплитуда вынужденного затухающего колебания A:

$$A = \frac{F}{2m\beta\sqrt{\omega_0^2 - \beta^2}}, \qquad (9.350)$$

где F — максимальное значение возмущающей силы (Н)

$$F = C \cdot G_э \cdot e \cdot n; \qquad (9.351)$$

$G_э$ — масса эксцентриков, кг;

e — эксцентриситет, м;

n — число оборотов эксцентрика в минуту;

C — размерный числовой коэффициент, $с^{-1}$.

На основании вышеизложенных теоретических положений рассчитываются необходимые данные для построения номограмм определения основных технологических характеристик вибрационного насоса, одна из которых представлена на рис. 9.48. Номограмма связывает следующие параметры: момент эксцентриков и число их оборотов, высоту подъема жидкости с амплитудой колебаний. Пользование номограммой показано на рис. 9.48 пунктирной линией для высоты подъема жидкости 400 м. Восстанавливая перпендикуляр из этой глубины, определяют точку пересечения с линией 1 (точка А) и находят искомое число оборотов эксцентрика в минуту $n \approx 167$. Затем находят точку пересечения перпендикуляра с линией соответствующей амплитуды (А = 9 мм) — точку Б и определяют момент эксцентриков (≈75 Н·м).

Практика прнменения вибрационных насосов для эксплуатации скважин в США показала, что если колонна НКТ спущена в скважину без центраторов, то в колонне возникает боковая вибрация, вызывающая изгиб труб (особенно в муфтовых соединениях). Аварии с трубами вследствие боковой вибрации происходят в бóльшем количестве случаев в нижней части колонны труб, где возникает

максимальная изгибающая сила. С целью ликвидации этого недостатка разработаны специальные центраторы, что позволяет применять вибрационные насосы в наклонно-направленных и искривленных скважинах.

Установлено, что практически не существует предельной глубины, с которой возможна откачка жидкости вибронасосом. При этом при глубинах спуска более 2000 м бóльшая часть веса колонны НКТ может передаваться на обсадную колонну через специальные устройства, устанавливаемые в обсадной колонне.

Основные преимущества вибронасоса следующие:

1. Невысокая стоимость изготовления и эксплуатации.
2. Простота наземного оборудования и малая металлоемкость.
3. Возможность откачки жидкости с песком.
4. Возможность использования в искривленных скважинах.
5. Высокая наработка на отказ.
6. Сравнительно высокий КПД установки.

Но этому насосу присущи и существенные недостатки:

1. Невозможность механической очистки труб от отложений парафина.

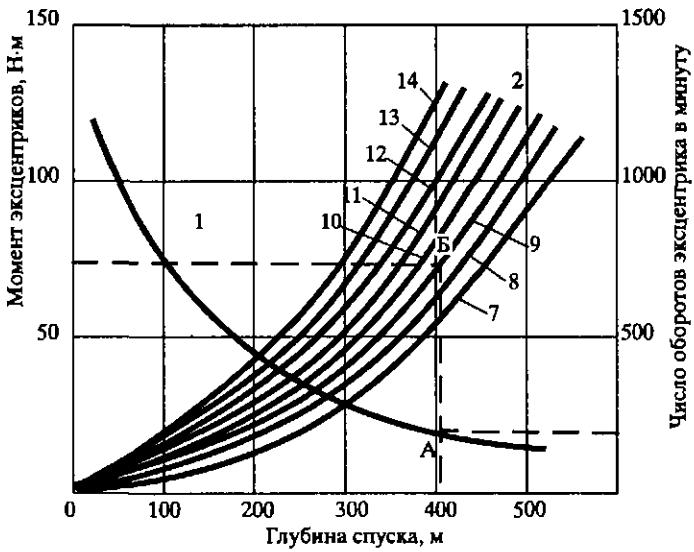


Рис. 9.48. Номограмма выбора параметров вибронасосной установки:

1 — зависимость числа оборотов эксцентрика от глубины; 2 — зависимость амплитуды от глубины в интервале 7–14 мм

2. Ухудшение показателей работы насоса при откачке парафинистых нефтей вследствие отложения парафина в клапанах.

3. Возможность усталостных разрушений колонны НКТ.

Резюмируя, следует отметить, что вибрационные насосы можно отнести к перспективным техническим средствам эксплуатации скважин, в том числе и для шельфовых месторождений.

9.7. ПОГРУЖНЫЕ ВИНТОВЫЕ НАСОСЫ

9.7.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Эти установки, известные как установки с насосом типа MOINEAU, представляют значительный интерес для эксплуатации скважин и получили определенное распространение в добыче нефти.

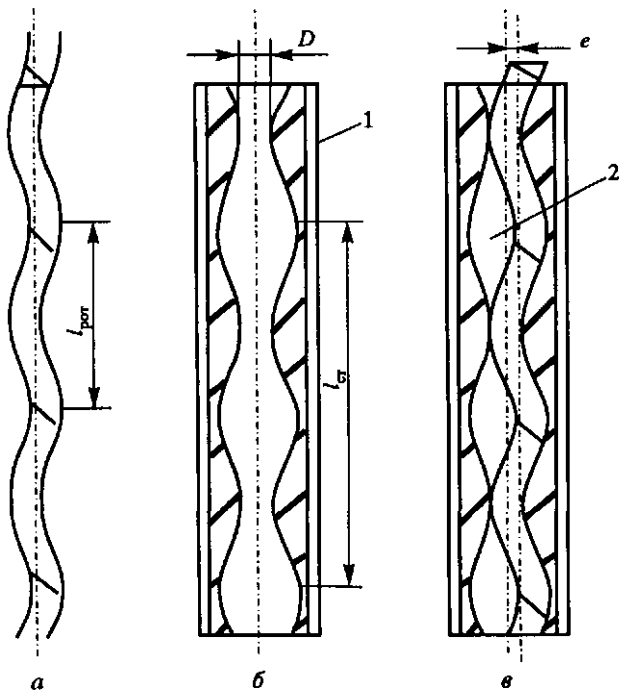


Рис. 9.49. Винтовой насос:

а — ротор; б — статор; в — насос в сборе; 1 — корпус насоса; 2 — полость между статором и ротором

Винтовой насос представлен на рис. 9.49 и состоит из ротора (рис. 9.49 а) в виде простой спирали (винта) с шагом $l_р$ и статора (рис. 9.49 б) в виде двойной спирали с шагом $l_с$, в два раза превышающим шаг ротора, т.е.

$$l_с = 2l_р . \qquad (9.352)$$

На рис. 9.49 в схематично показана часть винтового насоса в сборе. Основными параметрами винтового насоса являются диаметр ротора D, длина шага статора $l_с$ и эксцентриситет e. Полости, сформированные между ротором и статором, разделены. При вращении ротора эти полости перемещаются как по радиусу, так и по оси. Перемещение полостей приводит к проталкиванию жидкости снизу вверх, поэтому иногда этот насос называют насосом с перемещающейся полостью.

Ротор представляет собой однозаходный винт с плавной нарезкой и изготавливается из высокопрочной стали с хромированным или иным покрытием против истирания. Статор представляет собой двухзаходную винтовую поверхность с шагом в два раза большим, чем шаг винта ротора, изготавливается из резины или пластического материала и устанавливается в корпусе насоса.

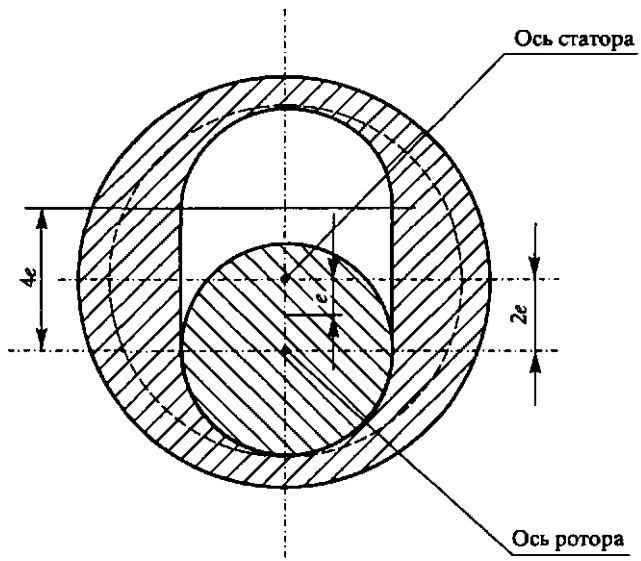


Рис. 9.50. Поперечное сечение статора и ротора винтового насоса

К материалу для статора предъявляются достаточно жесткие требования.

В любом поперечном сечении статора лежит круг, а центры этих кругов лежат на винтовой линии, ось которой является осью вращения ротора. В любом поперечном сечении ротора круговое сечение смещено от оси вращения на расстояние «*e*», называемое эксцентриситетом.

Поперечные сечения внутренней полости статора вдоль оси одинаковы, но повернуты относительно друг друга; через расстояние, равное шагу статора l_c, эти сечения совпадают. Сечение внутренней полости статора представляет собой две полуокружности с радиусом, равным радиусу сечения ротора, центры которых (полуокружностей) раздвинуты на расстояние 4*e*. При вращении ротора он вращается вокруг собственной оси; одновременно сама ось ротора совершает вращательное движение по окружности диаметром 2*e* (см. рис. 9.50).

Спиральный гребень ротора по всей его длине находится в непрерывном контакте со статором; при этом между ротором и статором образуется полость, площадь сечения которой равна произведению диаметра ротора *D* на расстояние 4*e*, а осевая длина этой полости равна шагу статора l_c. Эта полость заполнена откачиваемой продукцией скважины, и при повороте ротора на один оборот продукция перемещается вдоль его оси на расстояние l_c.

Таким образом, фактическая суточная подача винтового насоса *Q* (м³/сут) такова:

$$Q = 4eD\,l_c,$$

$$Q = 60 \cdot 24 \cdot 4eDl_c n\eta \qquad (9.353)$$

или

$$Q = 11520\,eDl_p n\eta, \qquad (9.354)$$

где *e* — эксцентриситет, м;

D — диаметр ротора, м;

l_c, l_p — соответственно шаг статора и ротора, м;

n — число оборотов ротора, 1/мин;

η — коэффициент подачи установки, д.ед.

Выше рассмотрены основные положения одновинтового погружного насоса, главным конструктивным недостатком которого является возникновение осевой силы за счет перепада давлений на выкиде и приеме, действующей на ротор.

9.7.2. ДВУХВИНТОВОЙ ПОГРУЖНОЙ НАСОС

На нефтяных промыслах применяется винтовой насос, состоящий из двух роторов, нагнетающих жидкость навстречу друг другу и имеющих раздельные приемы и общий выкид. Роторы соединены между собой и с погружным электродвигателем валом с эксцентриковыми муфтами; роторы вращаются в одном направлении, но один из них имеет правое направление спирали, а другой — левое. При этом верхний ротор подает жидкость сверху вниз, а нижний — снизу вверх. Такая схема уравновешивает осевую нагрузку, действующую на роторы. Эксцентриковые муфты позволяют роторам вращаться не только вокруг своей оси, но и по окружности диаметром $2e$. Эксцентриковые муфты работают в откачиваемой жидкости.

Приводы винтового насоса могут быть погружными (например, погружной электрический двигатель — ПЭД) или поверхностными. При использовании ПЭД в комплект установки входит автотрансформатор, станция управления со всеми системами автоматики и защиты, устьевая арматура, электрический кабель и погружной агрегат с протектором. Как правило, ПЭД четырехполосный, маслозаполненный, с гидрозащитой.

Частота вращения вала двигателя примерно 1400 об/мин, поэтому в шифре погружных винтовых установок имеется буква «Т», что означает тихоходный. Снижение частоты вращения вала электродвигателя диктуется принципом действия насоса, у которого с увеличением частоты вращения ухудшаются эксплуатационные характеристики из-за увеличения износа, нагрева и снижения КПД.

Установка спускается в скважину на колонне НКТ. Погружной насос имеет двухсторонний прием продукции и общий выкид в пространство между нижним и верхним роторами. Далее продукция движется по кольцевому зазору между корпусом статора верхнего насоса и корпусом насоса, проходит через специальные наклонные каналы и попадает в головную часть погружного насоса. В головной части имеется многофункциональный предохранительный клапан поршеньково-золотникового типа. Продукция обходит этот клапан по специальным каналам, проходит через шламовую трубу и попадает в колонну НКТ.

В погружных винтовых насосах поршеньково-золотниковый клапан является одним из ответственных элементов и выполняет следующие функции:

— при спуске погружного агрегата в скважину сообщает затрубное пространство с колонной НКТ (переток жидкости из затрубного пространства в колонну НКТ через насос невозможен);

— при подъеме погружного агрегата из скважины сообщает полость НКТ с затрубным пространством с возможностью слива жидкости из НКТ;

— при откачке жидкости с большим содержанием свободного газа или при недостаточном притоке из пласта сбрасывает часть продукции с выкида в затрубное пространство; при нормальной подаче сброс жидкости прекращается;

— при непредвиденном повышении давления на выкиде насоса, например, за счет закрытия задвижки на устье, клапан срабатывает и сбрасывает жидкость в затрубное пространство (винтовой насос является объемным насосом, поэтому не может работать в режиме закрытой задвижки на нагнетательной линии);

— исключает работу насоса в режиме сухого трения ротора в статоре, предотвращая поломку насоса;

— предотвращает снижение динамического уровня до приемной сетки верхнего насоса, сбрасывая часть жидкости с выкида в затрубное пространство; при этом подача установки снижается, срабатывает защита в станции управления, и установка отключается. После восстановления нормального динамического уровня, клапан закрывает спускной канал, и установка переходит в нормальный режим работы с расчетной подачей.

При неправильном подборе установки винтового насоса к условиям скважины, когда приток из пласта меньше расчетной подачи установки, погружной насос будет работать в режиме периодического сброса части жидкости из НКТ в затрубное пространство через открытый поршеньково-золотниковым клапаном спускной канал, что в конечном счете приведет к отключению установки защитой станции управления.

Таким образом, поршеньково-золотниковый клапан многофункционального назначения ответственен за надежную, длительную и безаварийную работу погружного насоса и всей установки в целом.

Шламовая труба предназначена для улавливания твердых частиц, которые могут появляться в колонне НКТ (окалина, стеклянная крошка или кусочки эмали при использовании остеклованных или эмалированных труб), и предотвращения их попадания в насос. В противном случае эти частицы попадают в зазор между ротором и статором, приводя к повреждению статора.

Вал погружного электродвигателя соединяется с валом протектора, который, в свою очередь, соединяется с валом насоса через пусковую муфту. Муфта производит соединение валов только после того, как электродвигатель разовьет число оборотов, соответствующее максимальному крутящему моменту. Для этого в муфте имеются выдвижные эксцентриковые кулачки, входящие в зацепление только при определенной частоте вращения вала ПЭД. Кроме того, пусковая муфта предотвращает вращение вала насоса в направлении, противоположном рабочему.

Эксцентриковые муфты, которых в погружном агрегате четыре (одна соединяет вал протектора с нижним ротором; две — роторы между собой и еще одна установлена на верхнем конце верхнего ротора), позволяют верхнему и нижнему роторам вращаться не только вокруг своей оси, но и по окружности диаметром $2e$.

Погружные винтовые насосы предназначены для откачки из скважин жидкостей высокой вязкости. Кроме того, эти насосы, являясь объемными, менее чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа, чем центробежные насосы, допуская более высокое газосодержание на входе в насос. Наиболее слабым элементом погружного винтового насоса является статор, т.к. при откачке продукции с механическими примесями происходит повреждение поверхности статора; кроме того, статор повреждается при недостаточной его смазке.

Машиностроительная промышленность выпускает винтовые насосы на подачу от 40 до 240 м^3/сут, которые показали в определенных эксплуатационных условиях очень хорошие результаты. Эти насосные установки рекомендуются для эксплуатации скважин со следующими условиями:

— вязкость нефти до 20 Па·с;

— повышенное содержание свободного газа;

— большие отклонения скважины от вертикали (до 70°).

КПД винтовых насосов достигает 80%. Отечественные винтовые насосы имеют следующий шифр, например, ЭВНТ5А-100-1000: электрический (Э) винтовой (В) насос (Н), тихоходный (Т), под обсадную колонну 5А, с подачей 100 м^3/сут и напором 1000 м.

На рис. 9.51 для примера приведены характеристики насоса ЭВНТ5А-100-1000 при его работе на воде и на жидкости с вязкостью ~ 140мПа·с. Откачка вязкой жидкости сопровождается снижением утечек жидкости через линии контакта гребня ротора с по-

верхностью статора, и при одинаковом напоре H подача жидкости Q возрастает. Характеристики винтового насоса позволяют применять его в определенном диапазоне высот подъема (напора) и подач (аналогично погружному центробежному насосу) при допустимом КПД.

Расчет технологических параметров работы установки винтового насоса не отличается от изложенного ранее.

9.8. УСТАНОВКИ С ДИАФРАГМЕННЫМИ НАСОСАМИ

Диафрагменные насосы являются насосами объемного типа. Основным рабочим элементом насоса является диафрагма, которая отделяет откачиваемую жидкость от контакта с другими элементами насоса.

Скважинный диафрагменный насос приводится в действие погружным электродвигателем, аналогичным используемому в установках с винтовыми насосами. Установка состоит из наземного и погружного оборудования. Наземное оборудование аналогично таковому для эксплуатации скважин винтовыми насосами. Погружной агрегат спускается в скважину на колонне НКТ, а питание электродвигателя осуществляется по кабелю, закрепляемому на колонне НКТ.

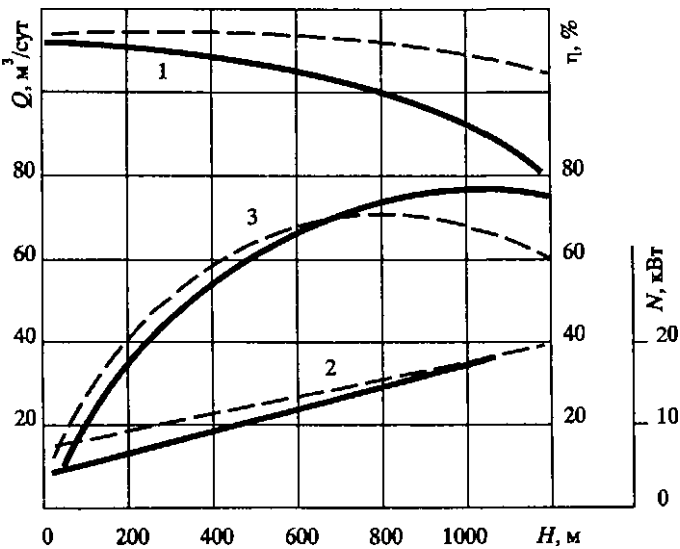


Рис. 9.51. Характеристики погружного винтового насоса ЭВНТ5А-100-1000:
1 — подача Q; 2 — потребляемая мощность N; 3 — КПД;
——— — вода; _ _ _ — жидкость вязкостью 140 мПа·с

Схема погружного агрегата представлена на рис. 9.52. Глубинный насос состоит из двух частей: верхней, в которой размещена круглая диафрагма 5, делящая эту часть на наддиафрагменную полость и являющаяся, по существу, насосом с нагнетательным клапаном 3 и всасывающим клапаном 4, и нижней поддиафрагменной полости А, которая заполнена маслом. Полость А образована диафрагмой 5, а также парой «цилиндр 8 — поршень 9», которые размещены в корпусе 10, в верхней части которого имеется осевой канал 6, сообщающийся с камерой А. Сверху поршень подпружинен винтовой пружиной 7. Между погружным электродвигателем 15 и поршнем 9 имеется камера Б, также заполненная маслом. В нижней части поршень 9 контактирует с эксцентриком 11, закрепленным на оси в опоре 12. На этой же оси закреплено зубчатое колесо 13. Второе зубчатое колесо 14 закреплено на выходном валу погружного электродвигателя 15. Зубчатые колеса 13 и 14 образуют угловую зубчатую передачу. В нижней части погружного двигателя имеется компенсационная диафрагма 16. Электродвигатель, камеры А и Б заполнены одним и тем же маслом. Камеры А и Б могут сообщаться через специальный клапанный узел 18, расположенный в корпусе 10. Камера А имеет строго определенный объем, а следовательно, и объем масла в ней. Утечки масла из камеры А через зазор «цилиндр—поршень» в камеру Б приводят к открытию клапанного узла 18 и восполнению масла в камере А. Излишки масла в камере А также сбрасываются в камеру Б клапанным узлом 18. Электрическое питание погружному электродвигателю подается по кабелю 17.

Насос работает следующим образом. Вращение вала двигателя приводит в действие угловую зубчатую передачу. Вместе с вращением зубчатого колеса 13 вращается эксцентрик 11, приводя в возвратно-поступательное движение поршень 9, прижатый к эксцентрику пружиной 7. На схеме рис. 9.52 показано нижнее положение поршня. Так как объем камеры А постоянен, пространство, освобожденное поршнем в цилиндре, заполняется маслом и диафрагма занимает нижнее положение, показанное на рис. 9.52. За время движения поршня вниз давление в наддиафрагменной полости снижается, нагнетательный клапан закрывается, открывается всасывающий клапан, и продукция скважины поступает в наддиафрагменную полость. При ходе поршня вверх давление в камере А повышается, приводя к перемещению вверх и диафрагмы. Давление в наддиафрагменной полости повышается, всасывающий клапан 4 закрывается, а нагне-

тательный клапан 3 открывается; жидкость из наддиафрагменной полости вытесняется в колонну НКТ. Изменение объема камеры Б при движении поршня изменяет и объем масла в ней. Эти изменения компенсируются компенсационной диафрагмой 16.

Погружной двигатель имеет частоту вращения вала 1350–1400 оборотов в минуту. Угловая зубчатая передача снижает частоту вращения эксцентрика примерно в два раза; таким образом число двой-

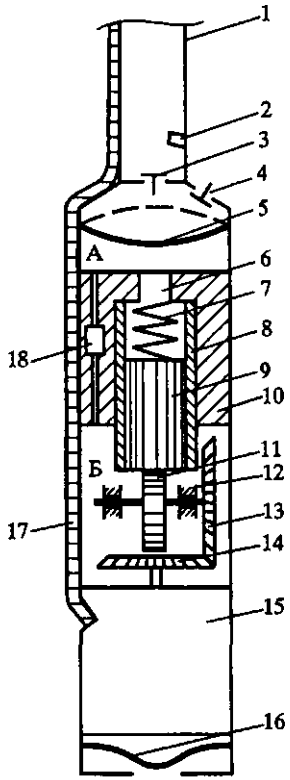


Рис. 9.52. Принципиальная схема погружного агрегата диафрагменной насосной установки:

1 — колонна НКТ; 2 — сливной клапан; 3 — нагнетательный клапан; 4 — всасывающий клапан; 5 — диафрагма; 6 — осевой канал; 7 — винтовая пружина; 8 — цилиндр; 9 — поршень; 10 — корпус; 11 — эксцентрик; 12 — опора; 13, 14 — зубчатые колеса; 15 — погружной электродвигатель; 16 — компенсационная диафрагма; 17 — электрический кабель; 18 — специальный клапанный узел

ных ходов поршня составляет примерно 700 в минуту при длине хода от 2,5 до 15 мм. Длина хода поршня определяется удвоенным эксцентриситетом e эксцентрика 11.

Суточная подача диафрагменного насоса такова:

$$Q = 2261 \cdot d_{\text{п}}^2 e\eta \cdot n_{\text{д}} / i\,, \qquad (9.355)$$

где $d_{\text{п}}$ — диаметр поршня, м;

e — эксцентриситет, м;

$n_{\text{д}}$ — число оборотов электродвигателя, 1/мин;

i — понижающее передаточное отношение угловой зубчатой передачи;

η — коэффициент подачи установки, д.ед.

Диафрагменные насосные установки предназначены для эксплуатации скважин с агрессивной продукцией, а также содержащей механические примеси. Это связано с тем, что откачиваемая продукция не контактирует с подвижными деталями погружного агрегата, будучи отделенной от них диафрагмой.

Выше были рассмотрены основные способы глубиннонасосной добычи нефти, которые достаточно известны специалистам. Однако развитие науки порождает и новые технические средства, которые представляют несомненный практический интерес.

ГЛАВА 10
НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Современные методы разработки нефтяных месторождений и интенсификации добычи нефти, осложнение условий эксплуатации скважин по целому ряду объективных причин потребовало разработки новых технических средств подъема продукции скважин и технологий их применения.

Одним из новых и перспективных для нефтепромысловой практики видов добывающего оборудования являются установки струйных насосов (УСН). Струйные аппараты нашли широкое применение в самых различных отраслях, что связано с простотой их конструкции, отсутствием движущихся частей, хорошей надежностью и способностью работать в очень сложных условиях: при высоком содержании в откачиваемой жидкости механических примесей и свободного газа, в условиях повышенных температур и агрессивности инжектируемой продукции.

10.1. СТРУЙНЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ

Работы по созданию струйных насосных установок для эксплуатации скважин относятся к 70-м годам XX столетия. В настоящее время струйная техника широко применяется для добычи нефти на месторождениях Западной Сибири в России, в Белоруссии, Украине, США.

Фирмы США применяют струйные насосы для опробования пластов и освоения скважин (Trico Jndustries), при добыче нефти с высоким газовым фактором и механическими примесями (Trico Jndustries, Dresser Jndustries, National Supplay и др.), при эксплуатации горизонтальных скважин с применением непрерывной колонны труб (Jet Production Systems), для подъема тяжелых нефтей на морских месторождениях, для эксплуатации отдаленных скважин и с большим содержанием в продукции сероводорода, для очистки скважин от песчаных пробок (Nowsco) и т.д.

В Российской Федерации разработкой струйных насосов для эксплуатации скважин занимаются РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Гипротюменнефтегаз, фирма «Инжектор» (Западная Сибирь) и другие научные и производственные организации. В настоящее время разработаны струйные насосные установки с наземным и погружным

силовым приводом; при этом струйный насос может быть стационарным или вставным (сбрасываемым). Струйные насосные установки с наземным приводом могут быть двухтрубными и однотрубными, но с использованием пакера. Струйные насосные установки с погружным силовым приводом, как правило, однотрубные без пакера. Каждая система имеет преимущества, недостатки и свою область рационального применения. Особое место занимают струйные насосные установки с погружным приводом, в качестве которого используется УЭЦН. Такие установки получили название тандемных установок: они обладают рядом существенных преимуществ перед любыми другими способами механизированной эксплуатации скважин, выводя технологию эксплуатации скважин на более высокий уровень.

Наземное оборудование струйных насосных установок выпускается как для одной скважины (индивидуальный привод), так и для группы (куста) скважин (групповой привод) и содержит, как правило, блок силовых насосов, емкость для рабочей жидкости и гидроциклонный аппарат для ее очистки от механических примесей. Сепарация газа от добываемой жидкости происходит либо в специальной емкости, либо в емкости, совмещающей функции газосепаратора и хранилища рабочей жидкости. В последнем случае в компоновку наземного оборудования входит подпорный насос, который производит рециркуляцию очищенной рабочей жидкости через гидроциклон.

Устье скважины оборудуется 4-ходовым клапаном, позволяющим менять схему циркуляции рабочей жидкости в скважине при спуске и подъеме струйного насоса.

Во многих случаях источником рабочей жидкости служит вода из системы ППД.

10.1.1. СХЕМА И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ СТРУЙНОГО НАСОСА

Строго говоря, струйный насос не является насосом в обычном понимании этого слова, т.к. он не создает избыточного напора на выходе. В нем происходит двойное преобразование гидравлической энергии: сначала потенциальная энергия рабочей жидкости преобразуется в сопле в кинетическую энергию, за счет чего в поток рабочей жидкости подмешивается инжектируемый поток. Смешанный поток рабочей и инжектируемой жидкостей, проходя через камеру смешения, поступает в диффузор, где происходит преобразование кинетической энергии смешанного потока в потенциальную энергию.

Принципиальная схема струйного насоса представлена на рис. 10.1. Насос состоит из следующих элементов: канала подвода рабочего агента 1, активного сопла 2, канала подвода инжектируемой жидкости 3 (в области сопла этот канал часто называют приемной камерой), камеры смешения 4 и диффузора 5. Принцип работы струйного насоса заключается в следующем: рабочий агент, обладающий значительной потенциальной энергией, подводится к активному соплу 2, в котором происходит преобразование части потенциальной энергии в кинетическую. Струя рабочего агента, вытекающая из сопла 2, понижает давление в приемной камере (объем между началом камеры смешения и срезом сопла), вследствие чего часть инжектируемой жидкости (продукция скважины) подмешивается к рабочему агенту и поступает в камеру смешения 4. В камере смешения рабочий агент и инжектируемая жидкость перемешиваются, выравниваются их скорости и давления, и смешанный поток поступает в диффузор 5. В диффузоре происходит плавное снижение кинетической энергии смешанного потока и рост его потенциальной энергии. На выходе из диффузора смешанный поток должен обладать потенциальной энергией, достаточной для подъема его на поверхность. Несмотря на достаточно известный и понятный принцип работы этого насоса, расчет его основных элементов является чрезвычайно сложным, что связано со сложностью продукции скважины (инжектируемого потока). К настоящему времени преодолены практически все трудности проектирования таких насосов, и они используются в возрастающем объеме для эксплуатации скважин с осложненными условиями. Серийное производство струйных насосов, используемых при эксплуатации скважин, освоено Лебедянским машиностроительным заводом (ЛеМаЗ).

Рассмотрим некоторые вопросы теоретического и экспериментального исследования работы струйного насоса.

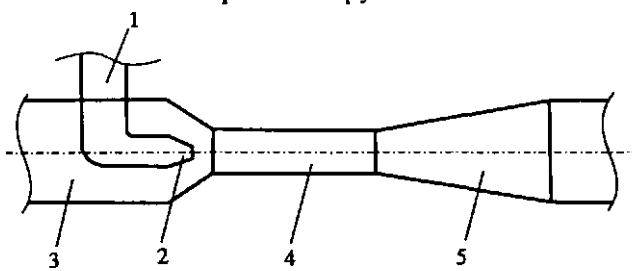


Рис. 10.1. Принципиальная схема струйного насоса:

1 — канал подвода рабочего агента; 2 — активное сопло; 3 — канал подвода инжектируемой жидкости; 4 — камера смешения; 5 — диффузор

10.1.2. ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СТРУЙНОГО НАСОСА ПРИ ИНЖЕКТИРОВАНИИ СМЕСЕЙ: «ЖИДКОСТЬ—ГАЗ» И «ЖИДКОСТЬ—ГАЗ—ТВЕРДОЕ ТЕЛО»

Исходя из принципа работы струйного насоса можно предполагать устойчивую его работу при любом объемном расходном содержании фаз в приемной камере или перед входом в нее. Вопросы работы струйных насосов при инжекции воздуха или водяного пара освещены в технической литературе достаточно подробно. Инжекция двухфазного потока «жидкость—газ», «жидкость—твердое тело» рассмотрена в отдельных работах лишь качественно. Инжектирование же трехфазного потока «жидкость—газ—твердое тело» вообще не рассмотрено. Так как продукция добывающих скважин часто представлена трехфазным потоком, то актуальность исследования данного вопроса очевидна не только для определения области экономически целесообразного использования установок струйных насосов при эксплуатации скважин с осложненными условиями, но и для разработки методических основ расчета струйных насосов, инжектирующих как газожидкостные смеси, так и смеси «жидкость—газ—твердое тело».

10.1.2.1. Основные теоретические положения

Одним из основных вопросов при расчете струйных насосов является вопрос расчета коэффициента инжекции, представляющего собой отношение объемного (массового) расхода инжектируемого потока к объемному (массовому) расходу рабочего потока. Рассмотрим данный вопрос для наиболее общего случая, когда инжектируемый поток (продукция скважин в осложненных условиях эксплуатации) состоит из трех фаз: жидкой, газовой и твердой (механические примеси, парафин). Инжектируемый поток рассматривается в приемной камере насоса.

Введем следующие обозначения:

— объемный расход рабочей жидкости $Q_{ж.р}$;

— объемный расход чистой инжектируемой жидкости $Q_{ж.и}$;

— объемный расход инжектируемой жидкости при наличии в ней газа и твердого тела $Q'_{ж.и}$;

— объемный расход газовой фазы $V_г$;

— объемный расход твердой фазы $Q_т$;

— плотность инжектируемой жидкости $\rho_{ж.и}$;

— плотность рабочей жидкости $\rho_{ж.р}$;

— плотность газовой фазы $\rho_г$;

— плотность твердой фазы $\rho_т$;

— суммарный объемный (массовый) коэффициент инжекции $u_о$ ($u_м$);

— соответственно объемные коэффициенты инжекции по жидкости $u_{о.ж}^{г+т}$ (в присутствии газа и твердого тела), по газу $u_{о.ж}^{г}$ и по твердому телу $u_{о.ж}^{т}$;

— объемное расходное газосодержание β;

— объемное расходное содержание твердого тела $C_т$.

Дальнейшее рассмотрение справедливо для нормальных режимов работы струйного насоса (не рассматривается кавитационный режим).

1. Объемное расходное содержание определяется по отношению к жидкой и рассматриваемой фазам.

Объемное расходное газосодержание:

$$\beta = \frac{V_г}{V_г + Q'_{ж.и}}. \qquad (10.1)$$

Объемное расходное содержание твердого тела:

$$C_т = \frac{Q_т}{Q_т + Q'_{ж.и}}. \qquad (10.2)$$

Объемный коэффициент инжекции определяется так:

$$u_о = \frac{Q'_{ж.и} + V_г + Q_т}{Q_{ж.р}}. \qquad (10.3)$$

Суммарная масса инжектируемого потока M равна:

$$M = Q'_{ж.и}\rho_{ж.и} + V_г\rho_г + Q_т\rho_т, \qquad (10.4)$$

а массовый коэффициент инжекции:

$$u_м = \frac{M}{Q_{ж.р}\rho_{ж.р}} = \frac{Q'_{ж.и}\rho_{ж.и} + V_г\rho_г + Q_т\rho_т}{Q_{ж.р}\rho_{ж.р}}. \qquad (10.5)$$

Находя из (10.1) и (10.2) $V_г$ и $Q_т$ и подставляя их соответственно в (10.3) и (10.5), получим:

$$u_о = \frac{Q'_{ж.и}}{Q_{ж.р}} \frac{(1-\beta C_т)}{(1-\beta)(1-C_т)}, \qquad (10.6)$$

$$u_м = \frac{Q'_{ж.и}}{Q_{ж.р}} \left[\frac{\beta(1-C_т)\rho_г + C_т(1-\beta)\rho_т + (1-\beta)(1-C_т)\rho_{ж.и}}{(1-\beta)(1-C_т)\rho_{ж.р}} \right]. \qquad (10.7)$$

Объемный коэффициент инжекции по жидкой фазе в присутствии других фаз определяется так:

$$u_{\text{о.ж}}^{\text{г+т}} = \frac{Q'_{\text{ж.и}}}{Q_{\text{ж.р}}}. \qquad (10.8)$$

С учетом (10.8) перепишем выражения (10.6) и (10.7) следующим образом:

$$u_{\text{о.ж}}^{\text{г+т}} = u_{\text{о}} \frac{(1-\beta)(1-C_{\text{т}})}{(1-\beta C_{\text{т}})} \qquad (10.9)$$

$$u_{\text{о.ж}}^{\text{г+т}} = u_{\text{м}} \left[\frac{(1-\beta)(1-C_{\text{т}})\rho_{\text{ж.р}}}{\beta(1-C_{\text{т}})\rho_{\text{г}} + C_{\text{т}}(1-\beta)\rho_{\text{т}} + (1-\beta)(1-C_{\text{т}})\rho_{\text{ж.и}}} \right]. \qquad (10.10)$$

В частном случае, когда в инжектируемом потоке отсутствует твердая фаза ($C_{\text{т}} = 0$, $\rho_{\text{т}} = 0$), имеем

$$u_{\text{о.ж}}^{\text{г}} = u_{\text{о}}(1-\beta), \qquad (10.11)$$

$$u_{\text{о.ж}}^{\text{г}} = u_{\text{м}} \left[\frac{(1-\beta)\rho_{\text{ж.р}}}{\beta\rho_{\text{г}} + (1-\beta)\rho_{\text{ж.и}}} \right]. \qquad (10.12)$$

Выражения (10.11) и (10.12) удовлетворяют граничным условиям:
при $\beta = 0$ $u_{\text{о.ж}}^{\text{г}} = u_{\text{о}}$, $u_{\text{о.ж}}^{\text{г}} = u_{\text{м}}\rho_{\text{ж.р.}}/\rho_{\text{ж.и}} = u_{\text{о}}$;
при $\beta = 1$ $u_{\text{о.ж}}^{\text{г}} = 0$.

2. Объемное расходное содержание определяется по отношению ко всем фазам.

Объемное расходное газосодержание в потоке смеси:

$$\beta' = \frac{V_{\text{г}}}{V_{\text{г}} + Q_{\text{т}} + Q_{\text{ж.и}}}. \qquad (10.13)$$

Объемное расходное содержание твердого тела в потоке смеси:

$$C'_{\text{т}} = \frac{Q_{\text{т}}}{Q_{\text{т}} + V_{\text{г}} + Q_{\text{ж.и}}}. \qquad (10.14)$$

Находя из (10.13) и (10.14) $V_{\text{г}}$ и $Q_{\text{т}}$ и подставляя их соответственно в (10.3) и (10.5) и учитывая (10.8), получим:

$$u_{\text{о.ж}}^{\text{г+т}} = u_{\text{о}}(1-\beta'-C'_{\text{т}}), \qquad (10.15)$$

$$u_{\text{о.ж}}^{\text{г+т}} = u_{\text{м}} \left[\frac{(1-\beta'-C'_{\text{т}})\rho_{\text{ж.р}}}{(1-\beta'-C'_{\text{т}})\rho_{\text{ж.и}} + \beta'\rho_{\text{г}} + C'_{\text{т}}\rho_{\text{т}}} \right]. \qquad (10.16)$$

В случае, когда $C'_т = 0$ ($\rho_т = 0$), выражение (10.16) превращается в (10.12), а выражение (10.15) — в (10.11).

С учетом следующих обозначений

$$\left.\begin{aligned} u^{г}_{о.ж} &= \frac{V_г}{Q_{ж.р}} \\ u^{т}_{о.ж} &= \frac{Q_т}{Q_{ж.р}} \end{aligned}\right\} \qquad (10.17)$$

суммарный объемный коэффициент инжекции в соответствии с (10.3) запишется так:

$$u_о = u^{г+т}_{о.ж} + u^{г}_{о.ж} + u^{т}_{о.ж} \qquad (10.18)$$

Таким образом, полученные зависимости для массового и объемного коэффициентов инжекции по жидкой фазе при инжектировании газожидкостного потока с твердой фазой могут быть использованы при расчете струйных насосов, откачивающих такие потоки. Показано, что объемный коэффициент инжекции по жидкости при инжектировании газожидкостной смеси или жидкости с твердым телом линейно зависит от объемного расходного содержания газа (β) или твердого тела ($C_т$).

Совершенно очевидно, что полученные выше зависимости для массового коэффициента инжекции могут быть использованы для теоретического расчета характеристик струйного насоса, откачивающего газожидкостные потоки, а также газожидкостные потоки с твердым телом.

Е.Я. Соколов и Н.М. Зингер записывают уравнение характеристики струйного насоса так:

$$\frac{\Delta P_с}{\Delta P_р} = \varphi_1^2 \frac{f_{р.1}}{f_3}\left[2\varphi_2 + \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2}\right)\frac{\upsilon_и}{\upsilon_р}\frac{f_{р.1}}{f_{н.2}}u_м^2 - \right.$$

$$\left. -\left(2-\varphi_3^2\right)\frac{\upsilon_с}{\upsilon_р}\frac{f_{р.1}}{f_3}\left(1+u_м\right)^2\right], \qquad (10.19)$$

где $\Delta P_с$ — перепад давлений, создаваемый струйным насосом:

$$\Delta P_с = P_с - P_{пр}; \qquad (10.20)$$

$\Delta P_р$ — располагаемый перепад давлений рабочего потока:

$$\Delta P_р = P_р - P_{пр}; \qquad (10.21)$$

$P_с$ — давление общего потока на выходе из диффузора;

$P_р$ — давление рабочей жидкости перед соплом;

$P_{пр}$ — давление у приемных окон струйного насоса;

φ_1, φ_2, φ_3, φ_4 — соответственно коэффициенты скорости сопла, камеры смешения, диффузора и входного участка в камеру смешения, численные значения которых для различных случаев выбираются в соответствии с рекомендациями, которые даются в специальной литературе;

$f_{р.1}$, f_3, $f_{н.2}$ — соответственно площади поперечного сечения на выходе из сопла, камеры смешения и потока во входном сечении камеры смешения:

$$f_{н.2} = f_3 - f_{р.1}; \tag{10.22}$$

$$\frac{f_{р.1}}{f_{н.2}} = \frac{\dfrac{f_{р.1}}{f_3}}{1 - \dfrac{f_{р.1}}{f_3}}; \tag{10.23}$$

$u_м$ — массовый коэффициент инжекции;

$\upsilon_и$, $\upsilon_р$, $\upsilon_с$ — соответственно удельные объемы инжектируемого, рабочего и смешанного потоков.

Как видно из уравнения (10.19), максимальное значение перепада давлений, создаваемого струйным насосом $\Delta P_с$ при заданных значениях $\Delta P_р$ и $u_м$, может быть получено при оптимальном соотношении $(f_3/f_{р.1})_{опт}$. Оптимальное значение определяющего геометрического параметра струйных насосов $(f_3/f_{р.1})_{опт}$ записывается так (по Е.Я. Соколову и Н.М. Зингеру):

$$\left(\frac{f_3}{f_{р.1}}\right)_{опт} = \frac{\left(2-\varphi_3^2\right)\dfrac{\upsilon_с}{\upsilon_р}\left(1+u_м\right)^2 - \left(2\varphi_2 - 1/\varphi_4^2\right)\dfrac{\upsilon_и}{\upsilon_р}nu_м^2}{\varphi_2}, \tag{10.24}$$

где

$$n = \frac{f_3}{f_{н.2}} = \frac{f_3/f_{р.1}}{f_3/f_{р.1} - 1} \tag{10.25}$$

или в следующем виде (без коэффициента n):

$$\left(\frac{f_3}{f_{р.1}}\right)_{опт} = \frac{-b + \sqrt{b^2 - 4ac}}{2a}, \tag{10.26}$$

где

$$a = \varphi_2, \tag{10.27}$$

$$b = -\left[\varphi_2 + \left(2 - \varphi_3^2\right)\frac{\upsilon_c}{\upsilon_p}\left(1 + u_м\right)^2 - \left(2\varphi_2 - 1/\varphi_4^2\right)\frac{\upsilon_и}{\upsilon_p}u_м^2\right], \qquad (10.28)$$

$$c = \left(2 - \varphi_3^2\right)\frac{\upsilon_c}{\upsilon_p}\left(1 + u_м\right)^2. \qquad (10.29)$$

Из совместного рассмотрения (10.19) и (10.24) получается:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{\varphi_1^2\varphi_2^2}{\left(2 - \varphi_3^2\right)\frac{\upsilon_c}{\upsilon_p}\left(1 + u_м\right)^2 - \left(2\varphi_2 - 1/\varphi_4^2\right)\frac{\upsilon_и}{\upsilon_p}nu_м^2}. \qquad (10.30)$$

Рассматривая выражения (10.9) и (10.10), найдем суммарный массовый коэффициент инжекции $u_м$, выраженный через объемный $u_о$:

$$u_м = u_o\frac{\rho_{ж.и}}{\rho_{ж.р}}\frac{\left[\beta\left(\frac{\rho_г}{\rho_{ж.и}} - 1\right) + C_т\left(\frac{\rho_т}{\rho_{ж.и}} - 1\right) - \beta C_т\left(\frac{\rho_г + \rho_т}{\rho_{ж.и}} - 1\right) + 1\right]}{\left(1 - \beta C_т\right)}. \qquad (10.31)$$

Если выразить $u_о$ через $u_{о.ж}^{г+т}$, то получим:

$$u_м = u_{о.ж}^{г+т}\frac{\rho_{ж.и}}{\rho_{ж.р}}\frac{\left[\beta\left(\frac{\rho_г}{\rho_{ж.и}} - 1\right) + C_т\left(\frac{\rho_т}{\rho_{ж.и}} - 1\right) - \beta C_т\left(\frac{\rho_г + \rho_т}{\rho_{ж.и}} - 1\right) + 1\right]}{(1 - \beta)(1 - C_т)}. \qquad (10.32)$$

Выражение (10.32) прямо вытекает их уравнения (10.10).

Обозначим через K:

$$K = \frac{\left[\beta\left(\frac{\rho_г}{\rho_{ж.и}} - 1\right) + C_т\left(\frac{\rho_т}{\rho_{ж.и}} - 1\right) - \beta C_т\left(\frac{\rho_г + \rho_т}{\rho_{ж.и}} - 1\right) + 1\right]}{(1 - \beta)(1 - C_т)}\frac{\rho_{ж.и}}{\rho_{ж.р}}. \qquad (10.33)$$

Подставляя (10.32) с учетом (10.33) в (10.28) и (10.29), получим:

$$b' = -\left[\varphi_2 + \left(2 - \varphi_3^2\right)\frac{\upsilon_c'}{\upsilon_p}\left(1 + u_{о.ж}^{г+т}K\right)^2 - \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2}\right)\frac{\upsilon_и'}{\upsilon_p}\left(u_{о.ж}^{г+т}K\right)^2\right], \qquad (10.34)$$

$$c' = \left(2 - \varphi_3^2\right)\frac{\upsilon_c'}{\upsilon_p}\left(1 + u_{о.ж}^{г+т}K\right)^2, \qquad (10.35)$$

где

$$\upsilon_c' = \frac{(1-C_т)(1-\beta)+u_{о.ж}^{г+т}(1-\beta C_т)}{\rho_{ж.р}(1-\beta)(1-C_т)+u_{о.ж}^{г+т}\left[\rho_{ж.и}(1-\beta)(1-C_т)+\rho_г\beta(1-C_т)+\rho_т C_т(1-\beta)\right]}, \quad (10.36)$$

$$\upsilon_и' = \frac{(1-\beta C_т)}{\rho_{ж.и}(1-\beta)(1-C_т)+ +\rho_г\beta(1-C_т)+\rho_т C_т(1-\beta)}. \quad (10.37)$$

С учетом изложенного выражение (10.26) перепишем так:

$$\left(\frac{f_3}{f_{р.1}}\right)'_{опт} = \frac{\sqrt{(b')^2-4ac'}-b'}{2a}, \quad (10.38)$$

а выражение для характеристики струйного насоса с диффузором примет вид:

$$\frac{\Delta P_c}{\Delta P_р} = \varphi_1^2\left(\frac{f_{р.1}}{f_3}\right)'\left[2\varphi_2+\left(2\varphi_2-\frac{1}{\varphi_4^2}\right)\frac{\upsilon_и'}{\upsilon_р}\left(\frac{f_{р.1}}{f_{н.2}}\right)'\left(u_{о.ж}^{г+т}K\right)^2 - \right.$$

$$\left. -\left(2-\varphi_3^2\right)\frac{\upsilon_c'}{\upsilon_р}\left(\frac{f_{р.1}}{f_3}\right)'\left(1+u_{о.ж}^{г+т}K\right)^2\right]. \quad (10.39)$$

Полученное выражение является обобщенным уравнением характеристики струйного насоса с диффузором, инжектирующего газожидкостную смесь с твердым телом, и позволяет теоретически рассчитывать характеристику струйного насоса в функции объемного коэффициента инжекции по жидкой фазе в присутствии газа и твердого тела $\Delta P_c / \Delta P_р = f\left(u_{о.ж}^{г+т}\right)$. Это же уравнение может быть использовано для случаев, когда $\beta = 0$ или $C_т = 0$. При $\beta = 0$ и $C_т = 0$ выражение (10.39) переходит в уравнение (10.19).

Из уравнений (10.24) и (10.26) следует, что увеличение основного геометрического параметра $f_3/f_{р.1}$ приводит к соответствующему увеличению массового коэффициента инжекции. Анализ выражения (10.38) с учетом (10.32)÷(10.37) показывает, что увеличение параметра $f_3/f_{р.1}$ (например, за счет расточки по диаметру камеры смешения) приводит к увеличению коэффициента инжекции $u_о$, а следовательно, и к увеличению коэффициента инжекции по жидкости в присутствии других фаз

$u_{o.ж}^{г+т}$. Естественно, что в этих случаях одновременно снижается относительный перепад давлений, создаваемый струйным насосом $\Delta P_c/\Delta P_р$. По результатам промышленного использования струйных насосов для эксплуатации добывающих скважин (инжектирование газожидкостных смесей) к аналогичному выводу пришел и П.М. Вильсон (США).

Из выражения (10.11) следует, что объемный коэффициент по жидкой фазе для случаев инжектирования газожидкостного потока при $\Delta P_c/\Delta P_р$ = const зависит от суммарного объемного коэффициента инжекции и объемного расходного газосодержания.

С целью проверки основных теоретических положений и изучения работоспособности струйных насосов при инжектировании газожидкостных смесей сотрудниками кафедры Р и ЭНМ МИНХ и ГП им. И.М. Губкина был выполнен цикл экспериментальных исследований на полупромышленной установке. Остановимся вкратце на полученных экспериментально результатах инжектирования газожидкостных смесей.

10.1.2.2. Основные результаты экспериментального исследования работы струйных насосов при инжектировании газожидкостных смесей

Излагаемые ниже результаты экспериментальных исследований выполнены на полупромышленной установке. Струйный насос, рассчитанный по методике Е.Я. Соколова и Н.М. Зингера, имел следующие геометрические размеры и коэффициент инжекции:

— расстояние от среза сопла до начала камеры смешения 13 мм;
— диаметр выходного сечения сопла 8 мм;
— диметр камеры смешения 11 мм;
— длина камеры смешения 82,5 мм;
— угол раскрытия диффузора постоянный и равный 8°.

Параметры рабочей жидкости (вода):

— расход 200 м³/сут;
— давление перед соплом 1 МПа.

Расчетные параметры насоса, вычисленные по уравнению (10.19), следующие:

— коэффициент инжекции (что соответствует максимальному расходу инжектируемой жидкости 61,4 м³/сут) 0,307;

— давление на выходе струйного насоса при максимальном расходе инжектируемой жидкости (максимальное) 0,45 МПа;

— максимальное давление на режиме
нулевой подачи 0,63 МПа.

В результате экспериментальных исследований при инжектировании воды получены следующие фактические параметры:

— коэффициент инжекции
(ошибка составляет 3,9%) 0,295;

— давление на выходе струйного насоса при максимальном расходе инжектируемой жидкости (максимальное)
(ошибка составляет 3,3%) 0,435 МПа;

— максимальное давление на режиме нулевой подачи
(ошибка составляет 8,7%) 0,575 МПа.

Некоторое расхождение расчетных и экспериментальных параметров объясняется, в первую очередь, качеством обработки рабочих поверхностей экспериментального насоса, тогда как расчетные параметры вычислялись по максимальным значениям коэффициентов скорости φ_1, φ_2, φ_3, φ_4.

На рис. 10.2 представлены расчетная и экспериментальная зависимости изменения давления на выходе струйного насоса от расхода жидкости в диапазоне объемного расходного газосодержания от 0 до ~ 1. На этот же рисунок нанесены линии равного объемного газосодержания β. Анализируя полученные зависимости, можно отметить важные с точки зрения использования струйных насосов для эксплуатации скважин с высоким газовым фактором особенности:

1. В области рабочей характеристики устойчивая работа насоса сохраняется во всем интервале объемного расходного газосодержания ($0 \le \beta \le 1$), а коэффициент инжекции по жидкой фазе при инжектировании газожидкостных смесей снижается пропорционально росту β при постоянном значении $\Delta P_c/\Delta P_p$, что соответствует аналитической зависимости (10.11).

2. Кавитационная область работы струйного насоса (на рис. 10.2 эта область заштрихована) существует лишь при определенных значениях объемного расходного газосодержания.

3. По мере роста объемного расходного газосодержания примерно до 0,45 область кавитационной работы струйного насоса уменьшается, а при $\beta > 0{,}45$ кавитационная область исчезает совсем. Зависимости $P_c = f(Q_н)$ при $\beta > 0{,}45$ по форме подобны характеристикам нормальной работы центробежного насоса.

С целью проверки теоретического вывода о влиянии диаметра камеры смешения на коэффициент инжекции по жидкости в при-

сутствии других фаз в экспериментальном насосе диаметр камеры смешения был расточен до 13 мм, а экспериментальные исследования работы насоса с расточенной камерой смешения при различных объемных расходных газосодержаниях были повторены. Параметры рабочей жидкости не изменялись. Коэффициент инжекции по воде для насоса с расточенной камерой смешения составил величину 0,415 (отметим, что основной геометрический параметр струйных насосов $(f_з/f_{р.1})_{опт}$ и вычисляемый по уравнениям (10.24), (10.26) и (10.38) в данном случае не является оптимальным и поэтому не может вычисляться по указанным уравнениям).

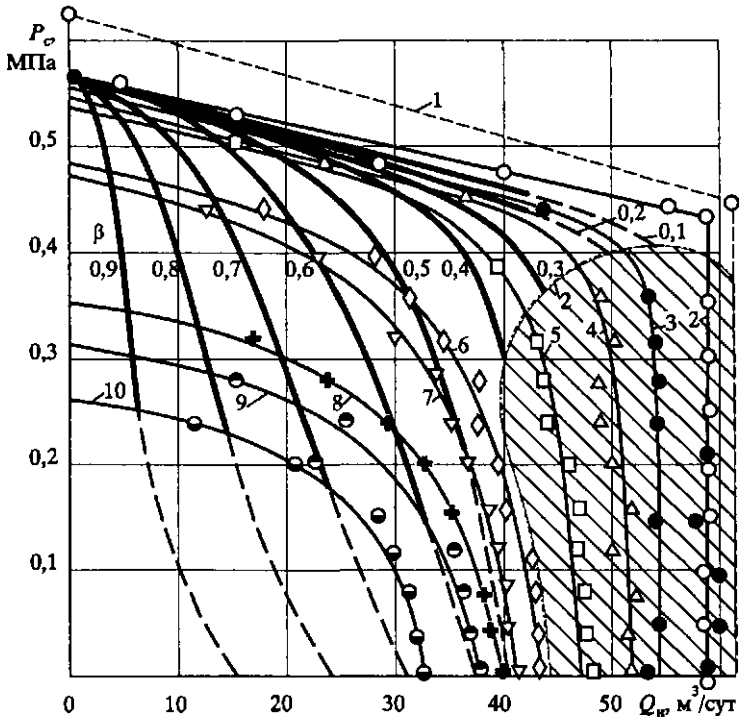


Рис. 10.2. Характеристики струйного насоса:

1 — расчетная характеристика при откачке воды; 2 — экспериментальная характеристика при откачке воды; 3—10 — соответственно характеристики насоса при откачке газоводяных смесей с расходом газа $Q_г$ = 8,6; 14,4; 21,6; 31,4; 36,0; 43,2; 49,6 и 57,6 м³/сут;

— · — · — линия, ограничивающая кавитационную область работы насоса;

——— — линии равного объемного газосодержания β от 0 до 0,9

Ниже приведены расчетные и экспериментальные параметры работы струйного насоса с расточенной камерой смешения:

— давление на выходе струйного насоса при максимальном расходе (83 м³/сут) инжектируемой жидкости:

расчетное	0,386 МПа,
экспериментальное	0,35 МПа (ошибка 9,3%),

— максимальное давление на режиме нулевой подачи:

расчетное	0,512 МПа,
экспериментальное	0,47 МПа (ошибка 8,2%).

Полученные ошибки могли бы быть снижены при одновременном изменении диаметра как камеры смешения, так и сопла, что приводит к необходимости расчета нового струйного насоса с новыми параметрами рабочей жидкости.

В процессе повторных исследований не было обнаружено принципиальных или даже существенных отличий в характере экспери-

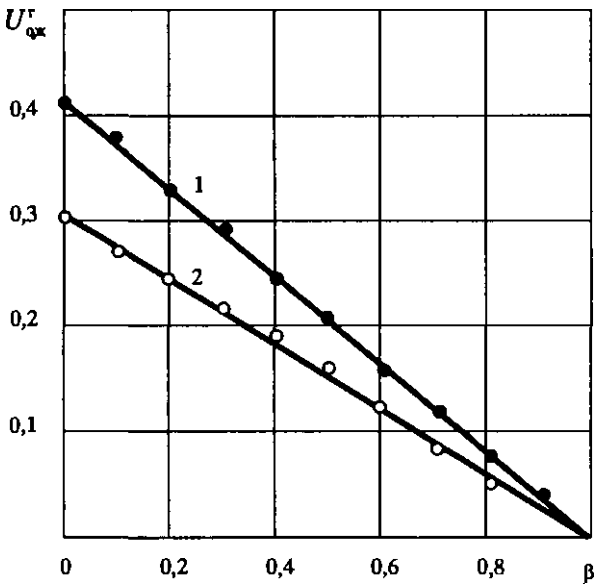


Рис. 10.3. Зависимости $U^{\Gamma}_{\text{ф}\text{ж}} = f(\beta)$ при $\Delta P_c/\Delta P_p = 0{,}35$:

——— — расчет по уравнению (10.39); ● — эксперимент при диаметре камеры смешения 13 мм; ○ — эксперимент при диаметре камеры смешения 11 мм

ментальных зависимостей изменения давления на выходе струйного насоса от расхода инжектируемой жидкости, представленных на рис. 10.2. Свидетельством сказанному является рис. 10.3, на котором, в качестве примера, приведены зависимости объемного коэффициента инжекции по жидкости в присутствии газа $u^{г}_{о.ж}$ в функции объемного расходного газосодержания при $\Delta P_с/\Delta P_р = 0{,}35$. Видно, что экспериментальные точки достаточно хорошо согласуются с теоретически рассчитанными зависимостями (сплошные линии).

Таким образом, общие закономерности инжектирования газожидкостных смесей не изменяются и соответствуют полученным выше уравнениям (10.12), (10.32) и (10.39), которые и могут быть использованы для построения характеристик струйного насоса, инжектирующего смеси жидкости, газа и твердого тела (жидкости и газа; жидкости и твердого тела), когда рабочим агентом является жидкость.

10.1.2.3. Метод расчета характеристики струйного насоса, инжектирующего газожидкостные смеси

Основные закономерности работы струйного насоса, инжектирующего газожидкостные смеси, полученные теоретически и проверенные экспериментально, могут быть положены в основу расчета характеристик струйного насоса, инжектирующего газожидкостные смеси, когда в качестве рабочего агента используется жидкость. Воспользуемся уравнением (10.32). Для рассматриваемого случая (инжектирование газожидкостной смеси) положим $C_т = 0$ и $\rho_т = 0$. Тогда получим:

$$u_м = u^{г}_{о.ж} \frac{\rho_{ж.н}(1-\beta)+\beta\rho_г}{(1-\beta)\rho_{ж.р}}. \qquad (10.40)$$

Подставляя в (10.40) вместо $u^{г}_{о.ж}$ выражение (10.11), получаем:

$$u_м = u_о \frac{\rho_{ж.н}(1-\beta)+\beta\rho_г}{\rho_{ж.р}}. \qquad (10.41)$$

С учетом зависимости А.А. Арманда выражение для удельного объема смешанного потока на выходе из насоса $\upsilon_с$ можно записать в следующем виде:

$$\upsilon_с = \frac{1+u_о}{\rho_{ж.р}+u_о\left[\rho_{ж.н}(1-0{,}833\beta)+0{,}833\beta\rho_г\right]}. \qquad (10.42)$$

Удельный объем инжектируемой смеси $\upsilon_и$ равен:

$$\upsilon_{и} = \frac{1}{\rho_{ж.и}(1-\beta)+\beta\rho_{г}}. \qquad (10.43)$$

Подставляя выражения (10.41), (10.42) и (10.43) в (10.19) и (10.24), получаем соответственно:

$$\frac{\Delta P_{с}}{\Delta P_{р}} = \varphi_1^2 \frac{f_{р.1}}{f_{з}} \left\{ 2\varphi_2 - \left(2\varphi_2 - \frac{1}{\varphi_4^2} \right) \frac{1}{\upsilon_{р}\left[\rho_{ж.и}(1-\beta)+\beta\rho_{г}\right]} \frac{f_{р.1}}{f_{н.2}} \times \right.$$

$$\times \left[u_{о} \frac{\rho_{ж.и}(1-\beta)+\beta\rho_{г}}{\rho_{ж.р}} \right]^2 - \left(2-\varphi_3^2\right) \frac{(1-u_{о})}{\left\{\rho_{ж.р}+u_{о}\left[\rho_{ж.и}(1-0{,}833\beta)+0{,}833\beta\rho_{г}\right]\right\}\upsilon_{р}} \times$$

$$\left. \times \frac{f_{р.1}}{f_{з}} \left[1 + u_{о} \frac{\rho_{ж.и}(1-\beta)+\beta\rho_{г}}{\rho_{ж.р}} \right]^2 \right\} \frac{\left\{\rho_{ж.р}+u_{о}\left[\rho_{ж.и}(1-0{,}833\beta)+0{,}833\beta\rho_{г}\right]\right\}}{\left(\rho_{ж.р}+\rho_{ж.и}u_{о}\right)}. \qquad (10.44)$$

$$\left(\frac{f_{з}}{f_{р.1}}\right)_{опт} = \frac{\left(2-\varphi_3^2\right)(1+u_{о})/\left\{\rho_{ж.р}+u_{о}\left[\rho_{ж.и}(1-0{,}833\beta)+0{,}833\beta\rho_{г}\right]\right\}\upsilon_{р}}{\varphi_2} \times$$

$$\times \left[1 + u_{о} \frac{\rho_{ж.и}(1-\beta)+\beta\rho_{г}}{\rho_{ж.р}} \right]^2 - \left(2\varphi_2 - 1/\varphi_4^2\right) \frac{1}{\upsilon_{р}\left[\rho_{ж.и}(1-\beta)+\beta\rho_{г}\right]} \times$$

$$\times n \left[1 + u_{о} \frac{\rho_{ж.и}(1-\beta)+\beta\rho_{г}}{\rho_{ж.р}} \right]^2. \qquad (10.45)$$

Уравнение (10.44) является основным уравнением характеристики струйного насоса, инжектирующего газожидкостные смеси, и может быть использовано для расчета характеристики при любом заданном объемном расходном газосодержании. Последний сомножитель этого уравнения учитывает снижение относительного перепада давлений за счет снижения плотности газожидкостной смеси на выходе из насоса в функции объемного расходного газосодержания с учетом скольжения газовой фазы.

Положив в уравнении (10.44) $\beta = 0$ при $\rho_{ж.и} = \rho_{ж.р}$, приходим к зависимости (10.19). Проверка полученного уравнения (10.44) вы-

полнена по результатам экспериментального исследования. На рис. 10.4 представлены теоретически рассчитанные по уравнению (10.44) характеристики данного струйного насоса, инжектирующего газожидкостные смеси с различным объемным расходным газосодержанием. На соответствующие расчетные характеристики нанесены экспериментальные точки. Как видно из представленного рисунка, совпадение достаточно хорошее, что еще раз подтверждает правильность полученных теоретических выражений.

10.1.3. ОСНОВНЫЕ ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАБОТЫ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ НА ВЯЗКИХ ЖИДКОСТЯХ

Принципиальная возможность применения струйных насосов для эксплуатации добывающих скважин с осложненными условиями эксплуатации ставит вопрос об эффективности работы таких насосов на жидкостях различных вязкостей. Если закономерности работы струйных насосов на жидкостях малой вязкости исследованы достаточно подробно, то их работа при инжектировании жидкостей средней, высокой и сверхвысокой вязкости изучена недостаточно, причем при ис-

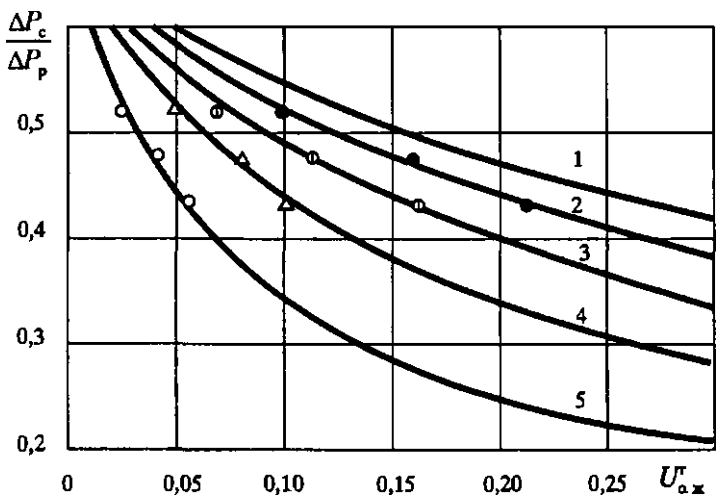


Рис. 10.4. Характеристики струйного насоса при откачке газожидкостных смесей:

1, 2, 3, 4, 5 — расчетные по уравнению (10.44) зависимости соответственно при β = 0; 0,2; 0,4; 0,6 и 0,8; ●, ⊕, △, ○ — экспериментальные точки соответственно при β = 0,2; 0,4; 0,6 и 0,8

следовании использованы однородные жидкости. С практической точки зрения в качестве рабочей жидкости наиболее доступной в промысловых условиях является вода. Поэтому исследование работы струйного насоса на рабочей и инжектируемой жидкостях различных плотностей и вязкостей представляет практический интерес. Экспериментальные исследования проведены в два этапа. На первом этапе проводилось изучение работы струйного насоса при инжектировании жидкостей средней и высокой вязкости (до 300 мПа·с).

Исследования проведены на полупромышленной установке НГДУ «Речицанефть». На втором этапе проводилось изучение работы струйного насоса на полупромышленной установке НГДУ «Тэбукнефть» — при инжектировании жидкости сверхвысокой вязкости.

10.1.3.1. Результаты экспериментального исследования инжектирования жидкостей средней и высокой вязкости

Исследования выполнены с насосом, геометрические размеры которого и параметры рабочей жидкости те же самые, что и при исследовании влияния газа (см. 10.1.2.2). В качестве вязких жидкостей использованы водные растворы карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), а также амбарные нефти.

Первоначально была снята характеристика струйного насоса при инжектировании воды, которая представлена на рис. 10.5. Затем в качестве инжектируемой жидкости использовались растворы КМЦ в воде с вязкостью 100, 50, 15 и 5 мПа·с. Основной целью этих исследований являлось изучение влияния вязкости на всасывающую способность струйного насоса и на захват струей рабочей жидкости вязкого инжектируемого потока. На рис. 10.5 представлены результаты проведенных исследований, анализ которых показывает, что инжектирование жидкостей с вязкостью до 100 мПа·с не оказывает практического влияния на зависимость $P_c = f(Q_н)$ струйного насоса. Проверка данного положения была выполнена и для дегазированных (амбарных) нефтей вязкостью 150 и 300 мПа·с. Полученные результаты также представлены на рис. 10.5. Как видно из рис. 10.5, увеличение вязкости инжектируемой жидкости до 300 мПа·с не приводит к изменению параметров работы струйного насоса по сравнению с таковыми при инжектировании воды. Кроме того, анализ проб с выкида струйного насоса показал, что в насосе не образуется стойкой водонефтяной эмульсии. Полученные результаты поставили задачу исследования работы струйного насоса на жидкостях более высокой вязкости.

10.1.3.2. Особенности работы струйного насоса на жидкостях сверхвысокой вязкости

Для проведения исследований работы струйного насоса на реальных нефтях сверхвысокой вязкости была построена полупромышленная установка в НГДУ «Тэбукнефть» объединения «Коминефть». Установка полностью моделировала реальную нефтяную скважину, подача сверхвязкой жидкости в которую производилась шестеренчатым насосом. В качестве сверхвязких жидкостей использованы смеси дегазированных нефтей Ярегского нефтяного месторождения (вязкость 15 Па·с при t = 20 °С) и Западно-Тэбукского (нефть эйфельского яруса вязкостью 12 мПа·с при t = 20 °С). Исследования проведены

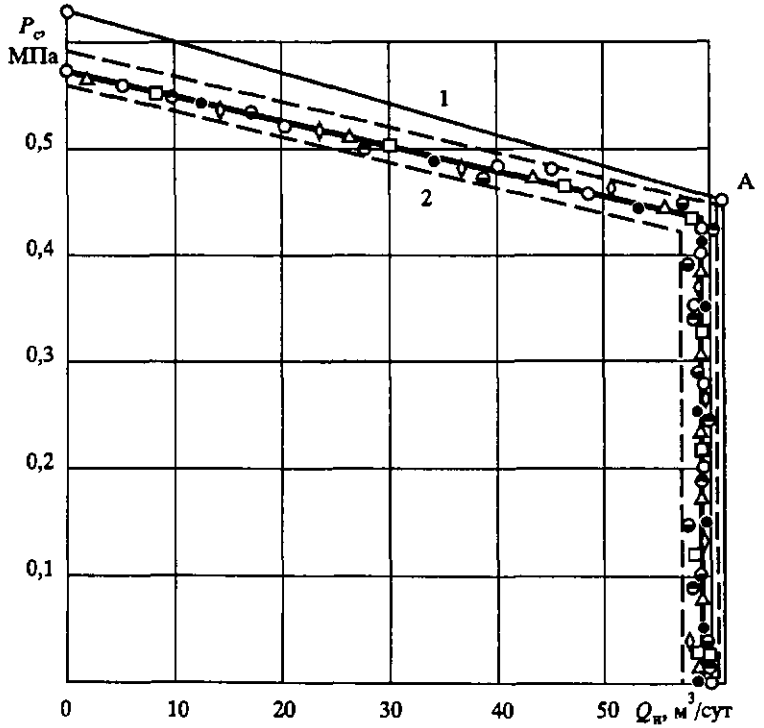


Рис. 10.5. Характеристика струйного насоса:

А — рабочая по воде расчетная точка; 1 — расчетная водяная характеристика; 2 — экспериментальная характеристика при откачке жидкостей с вязкостью: ○ — 1 мПа·с; ● — 5; △ — 15; □ — 50; ◊ — 100; ◓ — 150 и ◒ — 300 мПа·с

для нефтей с вязкостью 1, 2, 3, 5, 7 и 9 Па·с. Струйный насос, рассчитанный по методике Е.Я. Соколова и Н.М. Зингера, имел следующие геометрические размеры:

— расстояние от среза сопла до начала камеры смешения 8 мм;

— диаметр выходного сечения сопла 5 мм;

— диаметр камеры смешения 6,5 мм;

— длина камеры смешения 46 мм;

— угол раскрытия диффузора постоянный и равный 8°.

Параметры рабочей жидкости (вода):

— расход 110 м³/сут;

— давление перед соплом 2,8 МПа.

Расчетные параметры работы насоса:

— коэффициент инжекции (что соответствует максимальному расходу инжектируемой жидкости 22,77 м³/сут) 0,207;

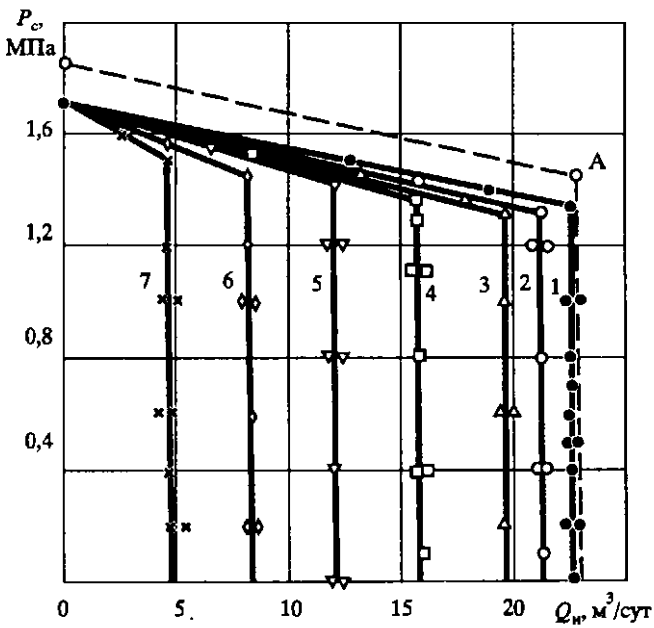


Рис. 10.6. Характеристики струйного насоса при откачке сверхвязких жидкостей:

А — рабочая по воде расчетная точка; 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7 — соответственно характеристики при откачке жидкости с вязкостью 1 мПа·с, 1 Па·с, 2, 3, 5, 7 и 9 Па·с

— давление на выходе струйного насоса при максимальном расходе инжектируемой жидкости (максимальное) 1,45 МПа;

— максимальное давление на режиме нулевой подачи 1,86 МПа.

В результате экспериментальных исследований при инжектировании воды получены следующие фактические параметры:

— коэффициент инжекции (ошибка составляет 0,5%) 0,206;

— давление на выходе струйного насоса при максимальном расходе инжектируемой жидкости (максимальное) (ошибка составляет 6,8%) 1,35 МПа;

— максимальное давление на режиме нулевой подачи (ошибка составляет 7%) 1,73 МПа.

Видно, что согласование расчетных и фактических параметров удовлетворительное.

Результаты экспериментального исследования представлены на рис. 10.6. Анализ данных результатов показывает: рост вязкости инжектируемой нефти приводит к сокращению рабочей области бескавитационной работы насоса, хотя кавитационные режимы (вертикальные участки характеристики) и наступают при более высоких давлениях, создаваемых насосом. Особенности такого поведения характеристик насоса при инжектировании высоковязких нефтей освещены в специальной литературе.

10.1.3.3. Расчет параметров струйного насоса, инжектирующего вязкие жидкости

С целью обобщения полученных результатов и возможности их использования для расчета параметров струйных насосов, инжектирующих вязкие жидкости, введем следующие безразмерные параметры: относительная подача насоса $\bar{Q}$ и относительная вязкость инжектируемой жидкости $\bar{\mu}$.

Относительная подача

$$\bar{Q} = \frac{Q_{ж}\rho_{ж}}{Q_{в}\rho_{в}}, \qquad (10.46)$$

где $Q_{ж}$, $Q_{в}$ — соответственно объемные подачи насоса при инжектировании вязкой жидкости и воды на кавитационных режимах;

$\rho_{ж}$, $\rho_{в}$ — соответственно плотности вязкой жидкости и воды.

Относительная вязкость

$$\bar{\mu} = \frac{\mu_{ж}}{\mu_{в}}, \qquad (10.47)$$

где $\mu_ж$, $\mu_в$ — соответственно вязкость инжектируемой (вязкой) жидкости и воды.

Легко показать, что

$$\frac{Q_ж \rho_ж}{Q_в \rho_в} = \frac{u_{к.ж}}{u_{к.в}}, \tag{10.48}$$

где $u_{к.ж}$, $u_{к.в}$ — соответственно кавитационный коэффициент инжекции при инжектировании вязкой жидкости и воды.

На рис. 10.7 представлены результаты обработки вышеизложенных экспериментальных исследований.

Экспериментальные точки достаточно хорошо описываются следующей зависимостью:

$$\bar{Q} = 1 - 11 \cdot 10^{-3} (\bar{\mu} - 1). \tag{10.49}$$

Следует помнить, что рабочей жидкостью в данном случае является вода. При заданном расходе рабочей жидкости $Q_р$ количество инжектируемой воды $Q_и$ на кавитационном режиме составляет:

$$Q_и = u_{к.в} Q_р, \tag{10.50}$$

где $u_{к.в}$ — кавитационный коэффициент инжекции воды.

Совместное рассмотрение (10.46), (10.49) и (10.50) позволяет записать следующее выражение (при $Q_в = Q_и$):

$$Q_ж = u_{к.в} Q_р \frac{\rho_в}{\rho_ж} \left[1 - 11 \cdot 10^{-3} (\bar{\mu} - 1)\right]. \tag{10.51}$$

Кавитационный коэффициент инжекции по Е.Я. Соколову и Н.М. Зингеру записывается так:

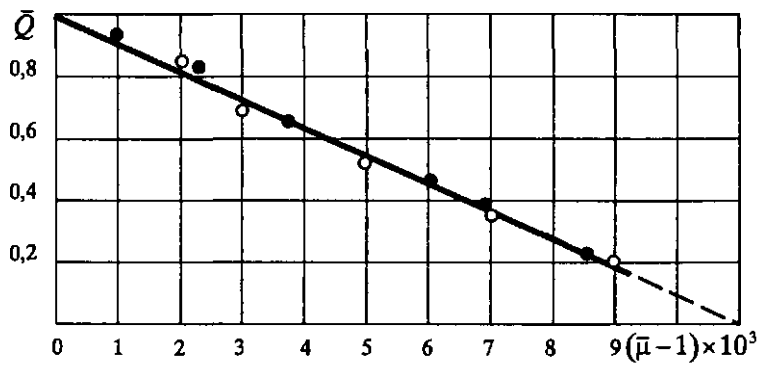


Рис. 10.7. Экспериментальная зависимость относительной подачи от относительной вязкости

$$u_{к.в} = \frac{\varphi_4}{\varphi_1}\left[\frac{f_3}{f_{р.1}} - \frac{1}{\sqrt{1+\dfrac{P_{пр} - P_*(t_с)}{\Delta P_р}}}\right]\sqrt{\frac{\upsilon_р}{\upsilon_к}\left(\frac{P_{пр} - P_*(t_с)}{\Delta P_р}\right)}, \quad (10.52)$$

где $P_{пр}$ — давление у приемных окон насоса;

$P_*(t_с)$ — давление «кипения» смешанного потока (давление упругости насыщенных паров).

Подставляя (10.52) в (10.51), окончательно получаем:

$$Q_ж = Q_р \frac{\rho_в}{\rho_ж}\frac{\varphi_4}{\varphi_1}\left[\frac{f_3}{f_{р.1}} - \frac{1}{\sqrt{1+\dfrac{P_{пр} - P_*(t_с)}{\Delta P_р}}}\right] \times$$
$$\times \sqrt{\frac{\upsilon_р}{\upsilon_и}\left(\frac{P_{пр} - P_*(t_с)}{\Delta P_р}\right)}\ \left[1 - 11\cdot 10^{-3}(\bar{\mu} - 1)\right] \quad (10.53)$$

Таким образом, для известных геометрических размеров струйного насоса, известных свойств инжектируемой жидкости и технологических параметров работы насоса по уравнению (10.53) можно рассчитать для любого значения вязкости инжектируемой жидкости (от 1 до $11\cdot 10^3$ мПа·с) соответствующий максимальный расход этой жидкости.

Заканчивая рассмотрение данного вопроса, можно заключить, что струйные насосы могут откачивать жидкости с вязкостью до 11 Па·с, если в качестве рабочей жидкости используется вода.

10.1.4. СТРУЙНЫЕ НАСОСНЫЕ УСТАНОВКИ С ПОВЕРХНОСТНЫМ СИЛОВЫМ ПРИВОДОМ

В этом случае силовое оборудование и оборудование для подготовки рабочей жидкости устанавливается на поверхности. Как уже отмечалось, может использоваться однотрубная или двухтрубная система. При однотрубной системе используется пакер, который отделяет всасывающую линию от нагнетательной. При такой компоновке погружного оборудования возможны два варианта работы струйного насоса:

1. Рабочая жидкость под давлением силового поверхностного насоса подается к соплу струйного насоса через затрубное пространство, а смешанный поток поднимается на поверхность по колонне НКТ. Такая схема (прямая) наименее благоприятна, т.к. высокое давление рабочей жидкости действует на внутреннюю стенку обсадной колонны, нередко приводя к нарушению ее герметичности в резьбовых соединениях.

2. Рабочая жидкость под давлением силового насоса подается к соплу струйного насоса через колонну НКТ, а смешанный поток поднимается на поверхность по затрубному пространству (обратная схема).

На рис. 10.8 представлена схема стационарной части погружного оборудования СНУ, спускаемой на колонне НКТ вместе с пакером. Эта часть включает колонну НКТ 1, корпус 2 струйного насоса, па-

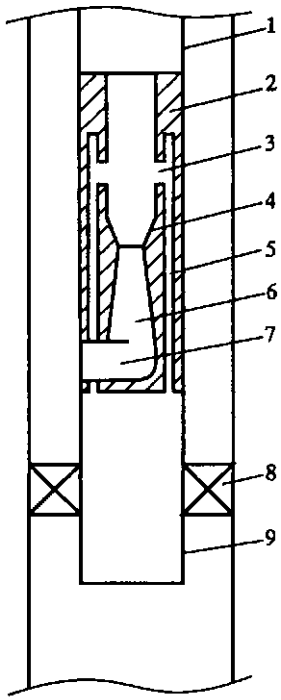


Рис. 10.8. Схема стационарной части погружного оборудования струйной насосной установки:

1 — колонна НКТ; 2 — корпус насоса; 3 — радиальные каналы; 4 — посадочный конус; 5 — каналы подвода нижектируемой жидкости; 6 — диффузор насоса; 7 — радиальные отверстия; 8 — пакер; 9 — приемный патрубок

кер 8 и приемный патрубок 9. В корпусе 2 струйного насоса выполнены радиальные каналы 3, сообщающие полость посадочного конуса 4 с каналами 5 подвода инжектируемой жидкости, а также размещен диффузор 6, сообщающийся радиальными отверстиями 7 с затрубным пространством скважины. Подпакерное пространство соединено с насосом патрубком 9.

Эффективная эксплуатация скважин СНУ зависит от герметичности основных элементов погружного оборудования. При любой компоновке погружного оборудования образуется три смежных полости с различными давлениями движущихся в них жидкостей: подпакерная полость, полость НКТ и полость затрубного пространства. При этом каждая из полостей связана с погружным струйным насосом. Так, например, для однотрубной обратной схемы СНУ с пакером по колонне НКТ к струйному насосу движется рабочая жидкость под высоким давлением; в подпакерном пространстве — инжектируемая жидкость низкого давления; в затрубном пространстве — смешанный поток рабочей и инжектируемой жидкости, давление в котором определяется гидравлическими сопротивлениями и весом гидростатического столба смешанного потока. Исходя из изложенного, герметичность элементов погружного оборудования является одним из важных условий нормальной работы СНУ. Поэтому контроль герметичности системы является основной операцией при запуске СНУ в работу.

Сложность данной операции для упомянутой однотрубной схемы СНУ состоит в том, что погружной струйный насос имеет нормально открытые отверстия для выхода смешанного потока. Таким образом, при неработающей СНУ затрубное пространство всегда гидравлически связано с полостью НКТ и подпакерным пространством. Это означает, что создание опрессовочного давления только в одной из этих полостей невозможно без применения специального погружного опрессовочного устройства; при этом раздельная опрессовка этих полостей является необходимым условием поиска и определения возможных источников негерметичности. Кроме того, особенностью опрессовки пакера является то, что в зависимости от поглощающей способности продуктивного пласта опрессовочное давление на пакер необходимо подавать снизу (в подпакерное пространство) или сверху (в надпакерное затрубное пространство). Именно поэтому опрессовочное устройство должно обеспечивать раздельный и последовательный контроль герметичности погружного оборудования СНУ. Такое опрессовочное устройство разработано фирмой «Инжектор».

На рис. 10.9 представлены компоновки погружного оборудования при опрессовке пакера сверху (рис. 10.9 а) и снизу (рис. 10.9 б). В посадочном конусе 4 корпуса насоса 2 размещено спускаемое опрессовочное устройство, включающее в себя сердечник 15 и подъемный узел 14. На поверхности сердечника имеются два уплотнительных элемента 20 и кольцевая проточка 18, которая с помощью радиальных отверстий 19 сообщается с центральным каналом 17 сердечника. Подъемный узел 14 имеет осевой канал 12, фильтр 11, ловильную головку 10, съемный центратор 13 и крепится к сердечни-

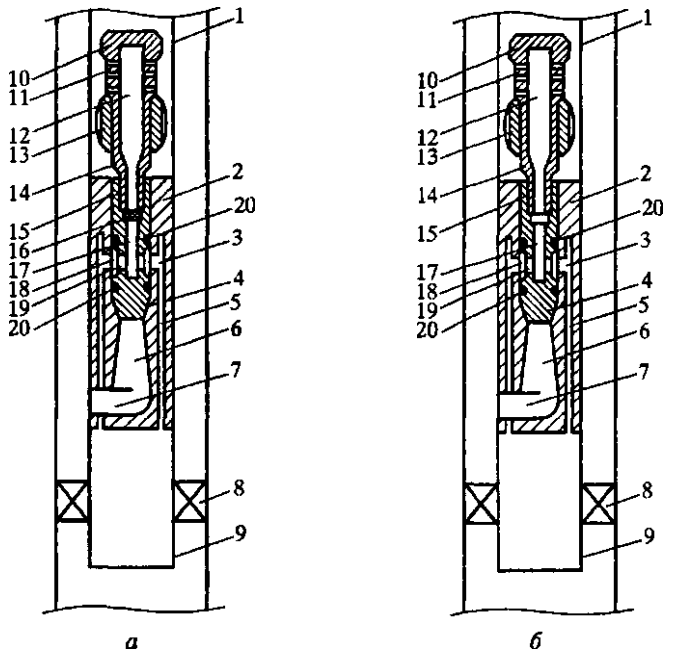


Рис. 10.9. Схема погружной струйной насосной установки:

а — при опрессовке пакера сверху; б — при опрессовке пакера снизу; 1 — колонна НКТ; 2 — корпус погружного насоса; 3 — радиальные каналы; 4 — посадочный конус; 5 — каналы подвода инжектируемой жидкости; 6 — диффузор; 7 — радиальные отверстия; 8 — пакер; 9 — приемный патрубок; 10 — ловильная головка; 11 — фильтр; 12 — осевой канал; 13 — центратор; 14 — подъемный узел; 15 — сердечник; 16 — съемная заглушка; 17 — центральный канал сердечника; 18 — кольцевая проточка; 19 — радиальные отверстия сердечника; 20 — уплотнительные элементы

ку 15 разъемным соединением, в котором размещена съемная заглушка 16, разобщающая каналы 12 и 17.

На рис. 10.9 б представлена компоновка погружного оборудования при опрессовке пакера снизу. Все элементы аналогичны схеме на рис. 10.9 а, за исключением съемной заглушки 16, которая в этом случае не используется. При опрессовке пакера сверху опрессовочное давление подается в затрубное пространство, а опрессовка НКТ производится закачкой опрессовочной жидкости в НКТ.

При опрессовке пакера снизу опрессовочное давление подается в колонну НКТ (рис.10. 9 б).

Технология запуска скважинной насосной установки следующая. В скважину на колонне НКТ спускается погружное оборудование, представленное на рис. 10.8, и определяется приемистость скважины закачкой жидкости в затрубное пространство. Опускают в корпус струйного насоса опрессовочное устройство с заглушенным центральным каналом (см. рис. 10.9 а), создают давление опрессовки в полости НКТ и выдерживают его в течение 30 минут. Снижают давление и производят посадку пакера в колонне. Начиная с этого момента, порядок операций по опрессовке пакера зависит от определенной ранее продуктивности (приемистости) скважины. Для скважин с хорошей продуктивностью порядок опрессовки следующий: в НКТ создают давление фиксации опрессовочного устройства, величина которого определяется из условия:

$$P_{\text{о. эк}} < P_{\text{ф}} < P_{\text{о. нкт}}, \qquad (10.54)$$

где $P_{\text{о. эк}}$, $P_{\text{о. нкт}}$, $P_{\text{ф}}$ — соответственно давление опрессовки эксплуатационной колонны, НКТ и давление фиксации опрессовочного устройства, создаваемое в НКТ.

Затем в затрубном пространстве создают давление опрессовки пакера, величина которого определяется из условия:

$$1{,}2\Delta P_{\text{р}} < P_{\text{оп}} < P_{\text{о. эк}}, \qquad (10.55)$$

где $\Delta P_{\text{р}}$ — расчетный перепад давлений на пакер в процессе нормальной работы СНУ;

$P_{\text{оп}}$ — давление опрессовки пакера.

После опрессовки плавно снижают давление в затрубном пространстве и полости НКТ и поднимают опрессовочное устройство на поверхность.

Для скважин, у которых очень низкая приемистость, порядок опрессовки следующий. Поднимают на поверхность опрессовочное уст-

ройство, извлекают съемную заглушку 16 из центрального канала 17 сердечника 15 и опускают опрессовочное устройство в корпус насоса (рис. 10.9 б). При открытом затрубном пространстве в полости НКТ создают давление опрессовки, которое через каналы 12 и 17, радиальные отверстия 19 сердечника опрессовочного устройства, радиальные каналы 3 и каналы 5 корпуса 2 струйного насоса передается в подпакерное пространство скважины. После опрессовки пакера давление в НКТ плавно снижают, а опрессовочное устройство поднимают на поверхность.

Дальнейшие операции по запуску насосной установки и скважины заключаются в следующем. Производят замену жидкости глу-

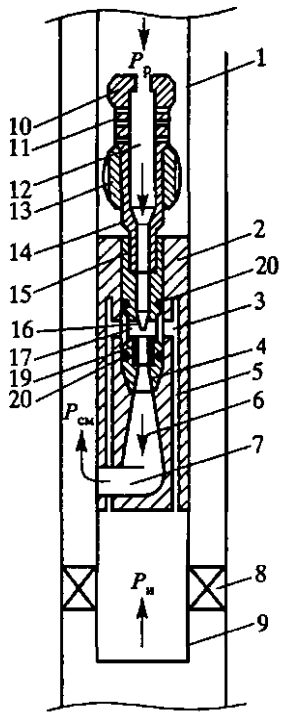


Рис. 10.10. Схема погружной струйной насосной установки в рабочем положении:

обозначения с 1 по 15 и 18, 20 см. подпись к рис. 10.9; 16 — активное сопло струйного насоса; 17 — приемная камера; 19 — камера смешения; $P_и$ — давление инжектируемой жидкости (продукции скважины) или давление на приеме насоса; $P_р$ — давление рабочего агента; $P_{см}$ — давление смешанного потока (давление на выходе насоса)

шения на рабочий агент. В корпус струйного насоса устанавливают вставную часть насоса (см. рис. 10.10) и подают по НКТ рабочий агент к струйному насосу, который, истекая из сопла 16, создает пониженное давление в приемной камере 17, и продукция скважины (инжектируемый поток) из подпакерного пространства через каналы 5 и отверстия 3 поступает к струе рабочего агента. Далее рабочий агент и инжектируемая продукция скважины смешиваются в камере смешения 19, через диффузор 6 смешанный поток поступает в затрубное пространство и затем — на поверхность.

На рис. 10.10 представлена компоновка погружного оборудования при рабочем положении струйного насоса. В посадочном конусе 4 располагается вставная часть струйного насоса, включающая в себя активное сопло 16, приемную камеру 17 и камеру смешения 19.

Разработанные установки со струйными насосами нашли достаточно широкое применение при эксплуатации скважин с осложненными условиями. Применение струйных насосов для добычи нефти связано также с так называемыми тандемными установками (системами).

10.2. ТАНДЕМНЫЕ УСТАНОВКИ (УСТАНОВКИ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ С ПОГРУЖНЫМ СИЛОВЫМ ПРИВОДОМ)

Широко применяемые для добычи нефти установки погружных электрических центробежных насосов (УЭЦН) можно использовать в качестве силовых приводов струйных насосов, формируя так называемые тандемные установки «ЭЦН-СН». Под тандемными установками будем понимать такие установки для эксплуатации скважин, глубинный насосный агрегат которых представлен, по крайней мере, двумя насосами с различным или одинаковым принципом действия.

10.2.1. ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ СХЕМА ТАНДЕМНОЙ УСТАНОВКИ «ЭЦН-СН»

В 1968 г. в МИНХ и ГП им. И.М. Губкина предложена схема тандемной установки «ЭЦН—Струйный Насос», предназначенная для повышения эффективности и оптимизации подъема продукции скважины за счет максимального использования энергии выделяющегося из нефти газа, а также для повышения ее дебита. На рис. 10.11 приведена принципиальная схема тандемной установки «ЭЦН-СН». Установка включает погружной агрегат УЭЦН 1, спускаемый на колонне НКТ 3, на выкиде которого установлен

струйный насос, включающий корпус 2, сопло 4, приемную камеру 5, обратный клапан 6, камеру смешения 7 и диффузор 8.

Тандемная установка работает следующим образом. Продукция скважины, откачиваемая погружным центробежным насосом, подается к соплу 4 струйного насоса, в котором скорость потока возрастает. Истекающая из сопла струя попадает в приемную камеру 5, понижая в ней давление. При этом обратный клапан 6 открывается, и часть продукции скважины (жидкость и отсепарированный на входе в насос свободный газ) поступает в приемную камеру. В камере 7 происходит смешение силовой жидкости (продукции скважины!) с инжектируемой из затрубного пространства смесью; здесь формируется мелкодисперсная газожидкостная смесь, которая пройдя диффузор 8, попадает в колонну НКТ 3 и далее поднимается на поверхность.

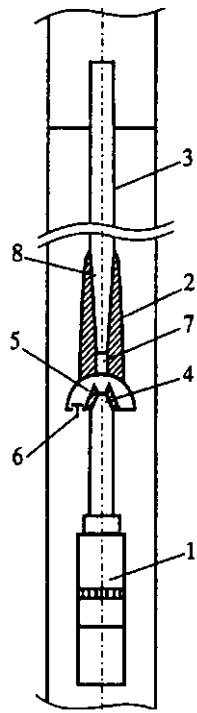


Рис. 10.11. Принципиальная схема тандемной установки «ЭЦН-СН»:
1 — погружной агрегат УЭЦН; 2 — корпус струйного насоса; 3 — колонна НКТ; 4 — сопло; 5 — приемная камера; 6 — обратный клапан; 7 — камера смешения; 8 — диффузор

При разработке тандемных установок исходили из следующих основных требований:

1. Возможность увеличения отбора продукции из добывающих скважин.

2. Максимальное использование сепарирующегося у приема ЭЦН свободного газа для подъема продукции скважины, а также дополнительное выделение газа из раствора за счет снижения давления в сопле и приемной камере с формированием в камере смешения мелкодисперсной смеси (т.е. создания наиболее благоприятной эмульсионной структуры смеси).

3. Повышение КПД установки за счет исключения канала подачи силовой (рабочей) жидкости (снижение гидравлических потерь) и за счет наиболее полного и эффективного использования энергии свободного газа (увеличение газлифтного эффекта).

4. Упрощение конструкции установки со струйным насосом, повышение надежности ее работы и снижение металлоемкости (исключается вариант двухрядного подъемника или отпадает необходимость использования пакера, отпадает также необходимость специальной подготовки рабочей жидкости и обслуживания всего поверхностного оборудования СНУ).

5. Упрощение и сокращение сроков подземного ремонта скважины.

Кроме этого, учитывая характеристики $Q - H$ ЭЦН и струйного насоса, можно говорить о гибкости тандемной установки и автоматической перестройке режима ее работы при изменении условий эксплуатации, связанных с изменением пластового давления, свойств продукции и продуктивности скважины; при этом ЭЦН работает в области оптимального режима.

Практика широкомасштабного промышленного применения тандемных установок «ЭЦН-СН» вскрыла еще одно чрезвычайно важное их преимущество перед всеми известными установками для добычи нефти: возможность вызова притока, освоения и вывода на проектный режим работы скважин любых категорий сложности, которые не могут быть освоены известными способами за разумное время, т.е. при допустимой стоимости процесса освоения.

Теория расчета тандемных установок достаточно сложна и приводится в специальной литературе.*

---

* И.Т. Мищенко, Х.Х. Гумерский, В.П. Марьенко. Струйные насосы для добычи нефти.— М.: Нефть и газ, 1996.

10.2.2. ПРИНЦИПЫ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ТАНДЕМНЫМИ УСТАНОВКАМИ «УЭЦН-СН»

Эффективная эксплуатация скважин тандемными установками «УЭЦН-СН» может быть достигнута только в случае согласования работы погружного центробежного насоса (силового привода для СН) и струйного насоса при их работе на оптимальном режиме.

Эффективность работы ЭЦН зависит от содержания свободного газа в откачиваемой жидкости на входе в насос и обеспечивается поддерживанием на приеме насоса оптимального давления или использованием газосепараторов.

Подача струйного насоса с оптимальными геометрическими параметрами является функцией пяти основных характеристик: давления и расхода силовой (рабочей) жидкости, поступающей из ЭЦН, давления и газосодержания инжектируемой продукции из затрубного пространства (газожидкостной смеси) на глубине установки струйного насоса, а также давления на выкиде струйного насоса.

Наличие свободного газа в инжектируемой струйным насосом жидкости снижает подачу струйного насоса с неизменными геометрическими параметрами и для поддержания подачи требует увеличения глубины спуска струйного насоса. Однако при этом возрастает противодавление на выкиде струйного насоса, что приводит также к снижению подачи последнего. Из пяти перечисленных параметров, влияющих на работу СН, три — давление на входе в струйный насос, газосодержание инжектируемой жидкости и давление на выкиде струйного насоса — напрямую связаны с глубиной его спуска, т.е. глубина спуска струйного насоса является оптимизируемым параметром.

Расчет геометрических параметров струйных насосов, используемых для эксплуатации скважин, дается в специальной литературе и частично изложен ранее. Расчет технологических характеристик струйной насосной установки базируется на зависимостях, изложенных в главах 6 и 9. В частности, определение давления на входе и выкиде струйного насоса проводится путем расчета гидродинамических характеристик соответствующих элементов системы: «забой—прием ЭЦН», «прием ЭЦН—прием СН» (затрубное пространство), «выкид ЭЦН—рабочее сопло СН», «выкид струйного насоса—устье скважины», «прием струйного насоса—динамический уровень» (затрубное пространство), т.е. является достаточно трудоемким.

Основной целью расчета тандемной установки является нахождение оптимальной глубины спуска ЭЦН и места установки струйного насоса, которые обеспечивают максимальную подачу для заданных типоразмеров ЭЦН и СН при работе ЭЦН в оптимальном режиме.

10.2.2.1. Методика и алгоритм расчета глубины спуска тандемной установки и места установки струйного насоса

1. Исходя из соответствующих ограничений задаются проектным значением отбора жидкости из скважины $Q_ж$ и из уравнения притока рассчитывают соответствующее забойное давление $P_{заб}$:

$$P_{заб} = P_{пл} - \sqrt[n]{\frac{Q_ж}{K}}. \qquad (10.56)$$

2. Рассчитывают гидродинамическую характеристику эксплуатационной колонны в интервале «забой—прием ЭЦН» по рекомендациям главы 6. Гидродинамический расчет ведется численным интегрированием (по шагам) изменения давления на заданную величину ΔP, равную, например,

$$\Delta P = 0{,}1 P_{нас}, \qquad (10.57)$$

где $P_{нас}$ — давление насыщения нефти газом при пластовой температуре, МПа.

Соответственно величины последовательно задаваемых давлений P_i на интервале «забой—прием ЭЦН» будут:

$$P_i = P_{заб} - \sum_{i=1}^{n} \Delta P_i. \qquad (10.58)$$

Расчетная глубина H_i, соответствующая давлению P_i, определяется следующим образом:

$$H_i = H_c - \int_{P_{заб}}^{P_i} \frac{dH}{dP} \cdot dP, \qquad (10.59)$$

где H_c — глубина скважины, м.

Интеграл в правой части (10.59) представляет собой длину участка эксплуатационной колонны, на которой происходит движение продукции скважины при изменении давления от $P_{заб}$ до P_i, и определяется по формуле трапеций:

$$\int_{P_{заб}}^{P_i} \frac{dH}{dP} \cdot dP = \sum_{i=1}^{n} \Delta H_i, \qquad (10.60)$$

где

$$\Delta H_i = \frac{\left(\frac{dH}{dP}\right)_i + \left(\frac{dH}{dP}\right)_{i-1}}{2}\left(P_{i-1} - P_i\right). \qquad (10.61)$$

3. На каждом шаге изменения давления значение P_i сравнивается со значением оптимального давления на приеме ЭЦН, рассчитанным по соответствующим формулам главы 9.

4. При достижении условия $P_i = P_{\text{пр. опт}}$ рассчитывается глубина спуска ЭЦН (тандемной установки) $H_{\text{сп}}$:

$$H_{\text{сп}} = H_{\text{с}} - H_i. \qquad (10.62)$$

Если $P_i < P_{\text{пр. опт}}$, то глубина спуска ЭЦН, соответствующая давлению $P_{\text{пр. опт}}$, определяется линейной интерполяцией:

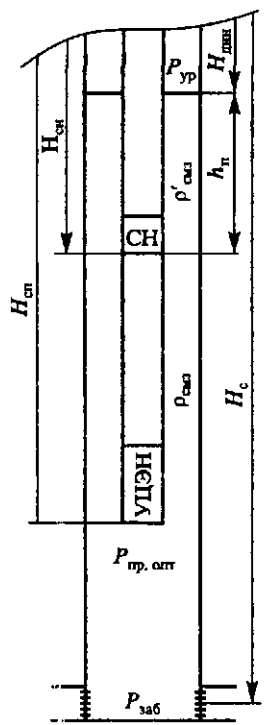


Рис. 10.12. Схема расчета тандемной установки

$$H_{сп} = H_c - \left[H_{i-1} + \frac{(H_i - H_{i-1})}{(P_i - P_{i-1})}(P_{i-1} - P_{пр.\,опт}) \right]. \qquad (10.63)$$

5. Рассчитывают значение динамического уровня $H_{дин}$, задаваясь величиной погружения струйного насоса $h_н$ под динамический уровень (см. рис. 10.12):

$$H_{дин} = H_{сп} - h_н \left(1 - \frac{\rho'_{смз}}{\rho_{смз}} \right) - \frac{P_{пр.\,опт} - P_{ур}}{\rho_{смз} g \cos\alpha}, \qquad (10.64)$$

где $\rho_{смз}$ — плотность смеси в затрубном пространстве на интервале ($H_{сп}$—$H_{дин}$—$h_п$), кг/м^3;

$\rho'_{смз}$ — плотность смеси в затрубном пространстве выше струйного насоса (на длине $h_п$), кг/м^3;

$P_{ур}$ — давление на динамическом уровне смеси в затрубном пространстве, Па.

Расчет $\rho_{смз}$, $\rho'_{смз}$ и $P_{ур}$ ведется по соответствующим зависимостям раздела 6 с учетом давления, температуры и коэффициента сверхсжимаемости газа. После определения этих показателей рассчитывают динамический уровень $H_{дин}$.

6. Рассчитывают глубину спуска струйного насоса $H_{сн}$:

$$H_{сн} = H_{дин} + h_н. \qquad (10.65)$$

10.2.2.2. Методика и алгоритм расчета подачи тандемной установки

Подача тандемной установки рассчитывается как сумма подач ЭЦН и СН и равняется проектному дебиту скважины. Расчет ведется для выбранного типоразмера ЭЦН, характеристика которого известна.

1. Рассчитывают давление на выкиде ЭЦН $P_{вык.\,э}$ по одному из известных методов или по эталонным кривым распределения давления; давление перед соплом струйного насоса $P_р$ и на срезе диффузора P_c, а также коэффициент инжекции струйного насоса u:

$$P_{вык.\,э} = P_{пр.\,опт} + P_н, \qquad (10.66)$$

где $P_н$ — давление, создаваемое ЭЦН на участке характеристики рациональной работы насоса, Па;

$$P_р = P_{вык.\,э} - (H_{сп} - H_{сн})\,\rho_{смт}\,g; \qquad (10.67)$$

$H_{сп}$ — глубина спуска ЭЦН, м;

$H_{сн}$ — глубина спуска СН, м;

$\rho_{смт}$ — плотность газожидкостной смеси (жидкости) в колонне НКТ на интервале ($H_{сп} - H_{сн}$), кг/м^3;
давление на срезе диффузора

$$P_c = P_y + H_{сп}\rho'_{смт}g\,; \tag{10.68}$$

P_y — давление в НКТ на устье скважины, Па;
$\rho'_{смт}$ — плотность газожидкостной смеси в НКТ на интервале $H_{сн}$, кг/м^3.

2. Рассчитывают безразмерный параметр давления струйного насоса D:

$$D = \frac{\Delta P_c}{\Delta P_p} = \frac{P_c - P_{пр.сп}}{P_p - P_{пр.сп}}, \tag{10.69}$$

$P_{пр.сп}$ — давление на приеме струйного насоса, Па,

$$P_{пр.сп} = P_{ур} + h_п\rho'_{смт}g\,. \tag{10.70}$$

3. Рассчитывают коэффициент инжекции струйного насоса u'

$$u' = \frac{\sqrt{1-\left(1-\dfrac{C'}{B'}\right)\left(1-\dfrac{1}{DAB'}\right)}-1}{1-\dfrac{C'}{B'}}, \tag{10.71}$$

$$C' = n'_1\left(1-\xi_{вх}\right), \tag{10.72}$$

$$n'_1 = \frac{\left(f_3/f_{p1}\right)'}{\left(f_3/f_{p1}\right)'-1}, \tag{10.73}$$

$$\left(\frac{f_3}{f_{p1}}\right)' = \frac{\sqrt{(F'-4N')}-F'}{2}, \tag{10.74}$$

$$F' = (u')^2\left(1-\xi_{вх}\right)-(1+u')^2\left(1+\xi_д+\xi_{тр}\right)-1\,, \tag{10.75}$$

$$N' = (1+u')^2\left(1+\xi_д+\xi_{тр}\right), \tag{10.76}$$

$$B' = \left(1+\xi_д+\xi_{тр}\right), \tag{10.77}$$

$$A = 1 + \xi_c, \qquad (10.78)$$

где $\xi_{вх}$ — коэффициент гидравлических сопротивлений входа в камеру смешения;

$\xi_д$ — коэффициент гидравлических сопротивлений диффузора;

$\xi_{тр}$ — коэффициент трения в камере смешения;

ξ_c — коэффициент гидравлических сопротивлений рабочего сопла;

f_3/f_{p1} — геометрический параметр струйного насоса.

Коэффициент инжекции рассчитывают следующим образом. Первоначально задают значение u' и находят $\left(f_3 / f_{p1}\right)'$. Рассчитывают значения A, D, C' и B', подставляют их в (10.71) и рассчитывают u'. Полученное по (10.71) значение u' используют для вычисления нового значения $\left(f_3 / f_{p1}\right)'$ по (10.74), которое подставляется в (10.73), и рассчитывается новое значение C' по (10.72), а затем по (10.71) рассчитывают значение u'. Расчет повторяется до тех пор, пока не будет выполнено условие:

$$u'_i - u'_{i-1} \le 0{,}01. \qquad (10.79)$$

4. Рассчитывают ориентировочную подачу тандемной установки $Q_{ту}$:

$$Q_{ту} = Q_{эцн}(1 + u'), \qquad (10.80)$$

где $Q_{эцн}$ — подача ЭЦН, соответствующая давлению $P_н$ на характеристике насоса.

Полученное значение $Q_{ту}$ подставляют в (10.56) вместо $Q_ж$, рассчитывают $P_{заб}$ и повторяют весь расчет до определения нового значения $Q_{ту}$, которое сравнивается с предыдущим значением. Расчет подачи тандемной установки прекращают при выполнении условия:

$$\left(Q_{ту}\right)_i - \left(Q_{ту}\right)_{i-1} \le 0{,}1. \qquad (10.81)$$

Подача струйного насоса $Q_{сп}$ определяется так:

$$Q_{сп} = Q_{ту} - Q_{эцн} \qquad (10.82)$$

или

$$Q_{сп} = u' Q_{эцн}. \qquad (10.83)$$

5. Рассчитывают уточненную подачу тандемной установки.

В этой части расчета проводят определение гидродинамических характеристик следующих элементов: «прием ЭЦН—прием СН» (затрубное пространство в интервале $H_{сп}$—$H_{дин}$—$h_п$); «выкид ЭЦН—

рабочее сопло струйного насоса» (колонна НКТ в интервале $H_{сп}$ — $H_{дин}$—$h_{п}$); «выкид струйного насоса—устье скважины» (колонна НКТ в интервале $H_{сп}$), которые позволяют уточнить значение давлений и расходов жидкости на входе и выходе из струйного насоса. Рассчитываются коэффициенты сепарации свободного газа на приеме ЭЦН и на приеме струйного насоса, проверяется критерий достижимой скорости истечения струи из рабочего сопла струйного насоса, учитывается влияние газовой фазы на подачу струйного насоса. Все расчеты необходимо проводить с учетом фазовых превращений ГЖС и влиянием на свойства флюидов давления и температуры.

Вредное влияние свободного газа на эффективность работы ЭЦН предопределяет поддерживание на приеме ЭЦН оптимального давления; при этом глубина спуска установки может быть значительной, а КПД системы снижается за счет роста потерь электрической энергии в кабеле и гидравлических потерь в подъемнике. В настоящее время в тандемные установки дополнительно включается газовый сепаратор, позволяющий снижать давление на приеме ЭЦН и предотвращающий попадание в погружной центробежный насос большого количества свободного газа.

Резюмируя, можно отметить, что технология применения тандемных установок позволяет:

— стабилизировать режим работы системы «погружная установка—скважина—пласт», а также легко регулировать забойное давление и дебит скважины;

— установить и поддерживать оптимальный режим работы УЭЦН при неконтролируемом изменении условий эксплуатации (пластовое давление, обводненность и др.);

— облегчить и ускорить вызов притока и вывод скважины на установившийся режим работы после ее глушения или остановки;

— эффективно использовать отсепарированный на входе в ЭЦН свободный газ в процессе подъема продукции путем его перепуска из затрубного пространства через струйный насос в колонну НКТ с созданием благоприятной структуры газожидкостной смеси;

— предотвратить фонтанирование скважины по затрубному пространству с образованием в нем парафиновых и гидратных пробок;

— улучшить охлаждение погружного электродвигателя;

— снизить и стабилизировать токовые нагрузки погружного электродвигателя;

— повысить наработку на отказ элементов погружной установки;

— повысить КПД добывающей системы.

10.3. ЗАЩИТА ПОГРУЖНОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ОТ ВРЕДНОГО ВЛИЯНИЯ СВОБОДНОГО ГАЗА. ГАЗОСЕПАРАТОРЫ

Как уже было отмечено, одним из основных факторов, снижающих эффективную работу ЭЦН, является свободный газ в откачиваемой жидкости (на входе в насос). Устранение его влияния связано с увеличением глубины погружения приема ЭЦН, т.е. с увеличением давления на приеме ЭЦН. Этот метод является достаточно простым, но в ряде случаев не может быть применен, например, тогда, когда забойное давление ниже давления насыщения. Кроме того, увеличение глубины спуска УЭЦН приводит к снижению КПД установки за счет роста электрических потерь в кабеле и гидравлических потерь в НКТ. Нетрудно получить условие по глубине спуска ЭЦН, при котором повышение КПД установки за счет ликвидации вредного влияния свободного газа компенсируется его снижением за счет роста гидравлических и электрических потерь, т.е. нулевой технологический эффект; но при этом возрастают капитальные затраты (НКТ, кабель), длительность и стоимость подземного ремонта, т.е. отрицательный экономический эффект. Поэтому наиболее предпочтительным является такое решение, при котором снижение вредного влияния свободного газа не приводило бы к снижению КПД установки за счет роста потерь энергии, связанных с глубиной спуска установки. К такому решению относится создание газосепаратора к погружным центробежным электронасосам.

В течение последних 50 лет работы по созданию эффективного газосепаратора к УЭЦН велись в различных странах, но особенно крупные исследования выполнены в СССР (России), в результате которых создана гамма газосепараторов, отвечающих самым жестким требованиям нефтепромысловой практики.

Не останавливаясь на длительной истории разработки газосепараторов, отметим, что наилучшим газосепаратором к УЭЦН является газосепаратор, разработанный Российским государственным университетом нефти и газа им. И.М. Губкина, который по своим характеристикам превосходит известные лучшие мировые образцы и имеет следующий шифр: МН-ГСЛ-модуль насосный газосепаратор Ляпкова П.Д. (П.Д. Ляпков — доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, создавший первый отечественный газосепаратор центробежного

типа к УЭЦН и принимавший участие в разработке газосепаратора МН-ГСЛ).

Схема газосепаратора МН-ГСЛ представлена на рис. 10.13. Сепаратор состоит из следующих основных элементов: корпуса 5 с головкой 1, каналов отвода газа 3 и жидкости 4, сепарирующего узла 6, рабочего колеса «суперкавитирующего» типа 7, решетки 8, отбойника 9, шнека 10, каналов подвода продукции 11, приемной сетки 12. Вал сепаратора 14 имеет узел верхнего подшипника 2 и узел нижнего подшипника 13. Сепаратор работает следующим образом. Продукция

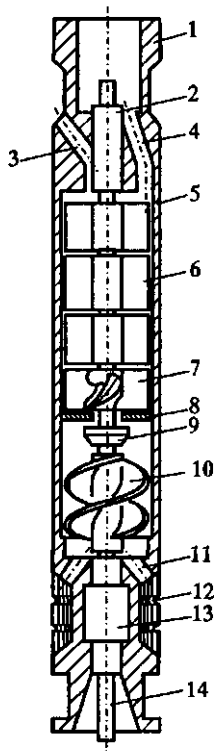


Рис. 10.13. Схема газосепаратора МН-ГСЛ:

1 — головка; 2 — узел верхнего подшипника; 3 — канал отвода газа; 4 — канал отвода жидкости; 5 — корпус; 6 — сепаратор; 7 — рабочее колесо; 8 — решетка; 9 — отбойник; 10 — шнек; 11 — каналы поступления продукции скважины; 12 — приемная сетка; 13 — узел нижнего подшипника; 14 — вал

скважины через приемную сетку 12 и каналы подвода 11 поступает на шнек 10. В шнеке происходит предварительное разделение продукции на жидкую и газовую фазы: жидкая фаза отбрасывается на периферию шнека, а газовая занимает центральную часть. Часть жидкости, содержащаяся в газовой фазе, отбивается отбойником 9. Разделенная на фазы продукция, пройдя решетку 8, попадает в рабочее колесо 7, в котором происходит дополнительное деление фаз. На выходе из рабочего колеса смесь попадает в сепарирующий узел 6, где происходит окончательное отделение газа от жидкости. Жидкость с небольшим количеством свободного газа через канал 4 подводится к входу центробежного насоса, а основная часть свободного газа через канал 3 сбрасывается в затрубное пространство.

Таким образом, жидкая фаза с небольшим количеством свободного газа, не влияющим на эффективность работы центробежного насоса, откачивается насосом на поверхность. Свободный газ, сброшенный в затрубное пространство, приводит к подъему определенного количества жидкости из затрубного пространства на поверхность (фонтанирование скважины по затрубному пространству): суммарная подача установки возрастает, что является положительным фактором. В то же самое время большое количество свободного газа в затрубном пространстве при определенных условиях может привести к образованию гидратных или парафино-гидратных пробок, перекрывающих затрубное пространство и создающих условия для резкого ухудшения работы сепаратора и установки в целом, вплоть до срыва подачи.

Указанное явление полностью исключается, если использовать газосепаратор в тандемных установках, описанных ранее. В этом случае газ, сбрасываемый сепаратором в затрубное пространство, поступает в приемную камеру струйного насоса, смешивается с откачиваемой жидкостью и поступает в НКТ. При этом образуется газожидкостная смесь эмульсионной структуры, весь свободный газ используется в процессе подъема жидкости и существенно возрастает КПД системы в целом.

Совершенно очевидно, что такие погружные установки являются чрезвычайно перспективными и обладают максимально возможным КПД процесса механизированной эксплуатации скважин.

ГЛАВА 11
ОСНОВЫ ВЫБОРА СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Под эксплуатацией скважин будем понимать процесс подъема продукции на поверхность за счет того или иного энергетического источника, по возможности, бесперебойный и с минимальными затратами трудовых и материальных ресурсов.

Проблема повышения эффективности выработки запасов углеводородного сырья органически связана не только с решением ряда вопросов по выбору оптимального в данных условиях способа эксплуатации, но и с разработкой новых средств и технологий подъема продукции скважин, таких, например, как тандемные установки «ЭЦН-СН».

11.1. МЕТОДОЛОГИЯ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ВЫБОРА МЕХАНИЗИРОВАННОГО СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ниже рассматриваются методологические основы выбора только механизированных способов эксплуатации, т.к. первоначально любую скважину необходимо проверить на возможность естественного или искусственного фонтанирования с заданными технологическими параметрами. Кроме того, не рассматриваются такие способы эксплуатации, которые являются единственными для данных эксплуатационных условий, например, эксплуатация скважин плунжерным лифтом, при которой подъем продукции происходит за счет природной энергии сжатого газа с применением специальных плунжеров, препятствующих потерям на относительное проскальзывание газа.

Практика эксплуатации добывающих скважин механизированным способом на различных месторождениях России, а также опыт эксплуатации скважин за рубежом позволяют выделить основные параметры, которые необходимо рассматривать при предварительном выборе механизированного способа эксплуатации, например, на стадии составлеиия проектной документации на разработку месторождения.

Из добывных возможностей существующих способов эксплуатации, несмотря на значительные различия в характеристиках скважин и добываемой продукции, следует, что отдельные скважины или группы скважин могут эксплуатироваться различиыми способами в пределах даже одиого месторождеиия или залежи. Поэтому относительный выбор наилучшего для данных условий способа эксплуата-

ции является одной из основных задач, особенно в процессе составления проекта разработки нефтяного месторождения.

Решение поставленной задачи возможно при наличии определенной совокупности исходных данных, основная часть которых необходима для технико-экономических расчетов любого способа эксплуатации, другая же часть — только для некоторых из них. Обязательным является знание свойств добываемых флюидов (нефти, газа и воды) в функции давления и температуры.

При выборе способа эксплуатации скважин в качестве основных необходимо рассматривать технические, технологические, эксплуатационные, экономические и социальные показатели. Предварительный выбор можно сделать на основе обобщенных параметров, используя, например, ранговый подход.

Для одной группы частных параметров (x), оценивающих возможность успешного применения того или иного способа эксплуатации, можно использовать пятибалльную систему оценок.

Оценка	Число баллов
Отличная	4
Хорошая	3
Удовлетворительная	2
Плохая	1
Невозможно	0

Для другой группы частных параметров (y), характеризующих сложность системы, капитальные вложения, металлоемкость и т.д., достаточно использовать трехбалльную систему оценок.

Оценка	Число баллов
Высокая	3
Средняя	2
Низкая	1

Обобщенные Z-параметры для различных способов эксплуатации скважин могут быть определены как средние геометрические частных оценок для рассматриваемых параметров:

$$X = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^{n} x_i}\,, \tag{11.1}$$

$$Y = \sqrt[\kappa]{\prod_{j=1}^{\kappa} y_j}\,, \tag{11.2}$$

$$Z = \sqrt{XY}\,, \tag{11.3}$$

где X — обобщенный параметр, оценивающий возможность успешного применения данного способа эксплуатации;

Y — обобщенный параметр, характеризующий общую эффективность способа эксплуатации;

x_i, y_j — оценки частных параметров;

$n, к$ — соответственно числа частных x- и y-параметров;

$\prod$ — произведение оценок частных параметров.

Предложенная методика рекомендуется только для предварительного выбора способа эксплуатации; окончательное решение должно приниматься после технико-экономических расчетов по конкретным способам эксплуатации.

Данный метод удобен тем, что если хоть один из частных параметров равен нулю, то данный способ эксплуатации неприменим в рассматриваемых условиях. Для него характерна также высокая чувствительность к низким оценкам частных параметров.

11.2. ОЦЕНКИ ЧАСТНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Оценки частных x-параметров для основных способов эксплуатации представлены в табл. 11.1, а оценки частных y-параметров — в

Таблица 11.1

Оценки частных x-параметров

Частные x-параметры	Оценка для способа эксплуатации						
					Газлифт		
	СШНУ	УЭЦН	ГПНУ	УСН	компрессорный	бескомпрессорный	Тандем «УЭЦН-СН»
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатация высокодебитных скважин x_1	2	4	2	4	4	4	4
Эксплуатация среднедебитных скважин x_2	3	4	3	4	4	4	4
Эксплуатация низкодебитных скважин x_3	4	1	4	4	0	0	4
Эксплуатация глубоких скважин x_4	1	4	4	4	4	4	4

Продолжение таблицы 11.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатация скважин средней глубины x_5	3	4	4	4	4	4	4
Эксплуатация неглубоких скважин x_6	4	4	4	4	4	4	4
Длительная безотказная работа и достижение высокого коэффициента эксплуатации скважин x_7	2	3	3	4	3	4	3
Исследование скважин x_8	3	2	2	3	4	3	3
Автоматизация добычи, регулирование параметров и диспетчерский контроль x_9	2	4	3	4	3	1	4
Совершенствование технологических процессов добычи нефти x_{10}	2	2	3	3	3	1	4
Повышение эффективности способа добычи нефти x_{11}	1	3	3	3	2	2	3
Одновременная раздельная эксплуатация x_{12}	2	2	2	2	3	2	3
Эксплуатация искривленных и наклонно-направленных скважин x_{13}	1*	3	4	4	1	1	3
Эксплуатация погружного оборудования с температурой окружающей жидкости в скважине до 70°С x_{14}	3	3	3	4	4	4	3
Эксплуатация погружного оборудования с температурой окружающей жидкости в скважине свыше 70°С x_{15}	2	2	3	4	4	4	2
Эксплуатация скважин, продукция которых содержит до 1% механических примесей x_{16}	2	3	1	4	4	4	3

Окончание таблицы 11.1

1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатация скважин, продукция которых содержит свыше 1% механических примесей x_{17}	0	0	0	4	3	3	0
Эксплуатация скважин при отложении солей и коррозии погружного оборудования x_{18}	1	1	1	2	2	2	1
Эксплуатация обводненных скважин x_{19}	2	3	2	4	2	2	3
Форсированные отборы жидкости x_{20}	1	4	1	4	2	2	4
Эксплуатация скважин при повышенном объемном газосодержании у приема оборудования x_{21}	2	3*	2	4	4	4	4
Эксплуатация скважин с повышенным содержанием парафина в ее продукции x_{22}	2	3	2	3	1	1	3
Подъем жидкости повышенной вязкости (до 1 Па·с) x_{23}	2	1	2	4	2	2	3
Эксплуатация скважин с высоким противодавлением на устье x_{24}	3	3	3	3	2	2	3
Эксплуатация скважин в сложных природно-климатических условиях x_{25}	1	2	2	2	2	2	2
Эксплуатация скважин уменьшенного диаметра x_{26}	2	2	1	1	4	4	2

табл. 11.2. Представленные таблицы могут быть дополнены для новых специфических условий эксплуатации скважин, например, морских скважин. При расчете обобщенных параметров X и Y допускается уточнение оценок тех частных параметров, которые могут су-

*При использовании дополнительного оборудования

щественно влиять на возможность и эффективность применения того или иного способа эксплуатации скважин в конкретных условиях.

Описанный подход к выбору способа эксплуатации скважин не является единственно возможным, а частные x- и y-параметры могут дополняться или заменяться на другие с соответствующей корректировкой их оценок.

Выбранный способ эксплуатации (или способы эксплуатации) может быть рекомендован к практической реализации только после проведения технико-экономических расчетов.

Таблица 11.2

Оценки частных y-параметров

Частные y-параметры	Оценка для способа эксплуатации						
					Газлифт		
	СШНУ	УЭЦН	ГПНУ	УСН	компрессорный	бескомпрессорный	Тандем «УЭЦН-СН»
1	2	3	4	5	6	7	8
Эксплуатационная надежность y_1	2	3	2	3	2	3	3
Удобство и простота обслуживания y_2	2	3	2	2	2	3	3
Энергетическая эффективность (КПД) y_3	2	2	2	2	1	1	3
Гибкость системы y_4	1	3	2	2	2	2	3
Деэмульсационная способность продукции обводненных скважин y_5	1	2	2	3	1	2	3
Простота обустройства скважины y_6	1	3	1	1	1	3	3
Эффективность капитальных вложений y_7	2	3	2	2	2	3	3
Эффективность использования металла (величина, обратная металлоемкости) y_8	1	3	1	1	1	3	3

11.3. ОБ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОЗМОЖНЫХ СПОСОБОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Рассмотрим промысловую калькуляцию себестоимости добычи нефти, которая представлена в табл. 11.3. При этом принимается, что себестоимость составляет 100% основных затрат на добычу одной тонны нефти (включенные в табл. 11.3 статьи расходов могут дополняться, а их доли — изменяться).

Ввиду отсутствия дифференцированных данных о себестоимости добычи отдельными способами, определим себестоимость исходя из общих затрат по статьям расходов и дифференцированных технико-экономических показателей, учитываемых службами нефтедобывающего предприятия. Это дает возможность определить, какую часть в общих промысловых затратах занимают действительные затраты на добычу нефти по способам эксплуатации.

Не расшифровывая каждую статью расходов в отдельности, покажем методологию расчета по каждой статье для двух способов эксплуатации: УЭЦН и СШНУ. Далее в расчете используются условные денежные единицы (у.е), которые не привязаны к какой-либо валюте.

Таблица 11.3

Промысловая калькуляция себестоимости добычи нефти

Статьи расходов	Себестоимость добычи 1 т нефти, у.е./т
Энергетические затраты	0,040
Заработная плата с отчислениями	0,138
Амортизация:	
скважин	0,677
прочих основных средств	0,173
Текущий ремонт оборудования:	
наземного	0,025
подземного	0,056
Внутрипромысловая перекачка и хранение нефти	0,023
Деэмульсация (подготовка нефти)	0,090
Расходы на увеличение нефтеотдачи пластов	0,288
Цеховые расходы	0,133
Общепромысловые расходы	0,163
Итого	1,806

1. Энергетические затраты

а) Затраты на установленную мощность

Стоимость 1 кВА мощности, например, 0,056 у.е/сут.

Для УЭЦН: трансформатор 30 кВА, затраты — 1,68 у.е./сут,

для СШНУ: трансформатор 20 кВА, затраты — 1,12 у.е./сут.

б) Затраты на извлечение жидкости $C_ж$ могут быть рассчитаны по следующей формуле:

$$C_ж = N \kappa_э a t \kappa_и, \qquad (11.4)$$

где N — мощность используемого электродвигателя, кВт;

$\kappa_э$ — коэффициент эксплуатации, д. ед.;

a — стоимость 1 кВт·ч электроэнергии (0,0032 у.е./(кВт·ч);

t — календарное время работы, ч;

$\kappa_и$ — коэффициент использования мощности, д. ед.

Для УЭЦН: мощность ПЭД N = 17 кВт, $\kappa_и$ = 0,52, $\kappa_э$ = 0,957, $C_ж$ = 0,647 у.е./сут;

для СШНУ: N = 13 кВт, $\kappa_и$ = 0,52, $\kappa_э$ = 0,942, $C_ж$ = 0,49 у.е./сут.

в) При использовании специальных установок по депарафинизации на скважинах с УЭЦН необходимо учитывать энергозатраты на их работу.

Перемножив суточные затраты и отработанные скважино-дни, получим общие энергетические затраты на эксплуатацию по каждому способу. Разделив эти затраты на соответствующую добычу, получим затраты на 1т по каждому способу: например, УЭЦН — 0,0534 у.е./т, СШНУ — 0,1345 у.е./т.

2. Зарплата с отчислениями

При равных условиях (рельеф, расстояние, связь) можно принять, что для обслуживания одной скважины, оборудованной УЭЦН, требуется больше обслуживающего персонала, чем для скважины с СШНУ. Принимая коэффициент трудоемкости обслуживания скважины с СШНУ за 1, для УЭЦН примем — 1,4.

Затраты на заработную плату распределяют пропорционально коэффициенту трудоемкости обслуживания и отработанным скважино-дням: для УЭЦН — 0,128 у.е./т, для СШНУ — 0,336 у.е./т.

3. Амортизация

а) Скважин — средняя стоимость одной скважины составляет, например, 95000 у.е., а годовая норма амортизации — 8,3%. Зная число скважин, эксплуатирующихся тем или иным способом, стоимость одной скважины и годовой процент ее амортизации, можно получить амортизационные отчисления: для УЭЦН — 0,5 у.е./т; для СШНУ — 1,949 у.е./т.

б) Амортизация прочих основных средств — норма амортизации на оборудование скважин, например, 9,2%. Но эту величину нельзя брать для расчета, т.к. в течение года происходит движение: оборудование на некоторых скважинах частично или полностью заменяют. Чтобы учесть это, необходимо оперировать средней нормой амортизации, которая должна вычисляться в каждом нефтедобывающем предприятии отдельно. С учетом сказанного затраты на 1 т нефти составляют: для УЭЦН — 0,148 у.е./т, для СШНУ — 0,503 у.е./т.

4. Текущий ремонт

а) Ремонт наземного оборудования

Затраты на ремонт наземного оборудования распределяют пропорционально числившимся скважино-дням: УЭЦН — 0,0188 у.е./т, СШНУ — 0,0695 у.е./т.

б) Ремонт подземного оборудования

Затраты на ремонт подземного оборудования складываются из затрат на материалы, заработную плату, отчислений, резерва отпусков, проката передвижных агрегатов, амортизации и др. Эти затраты распределяют пропорционально продолжительности подземного ремонта по каждому способу: УЭЦН — 0,0448 у.е./т, СШНУ — 0,251 у.е./т.

5. Внутрипромысловая перекачка и хранение нефти

Затраты на перекачку и хранение нефти принято распределять пропорционально количеству добытой жидкости, которое зависит от обводненности. При этом себестоимость нефти будет тем выше, чем выше обводненность продукции. Но содержание воды в нефти не зависит от способа эксплуатации. Поэтому затраты на эту статью распределяют пропорционально удельным весам добычи нефти по способам эксплуатации в общей добыче нефти: УЭЦН — 0,023 у.е./т, СШНУ — 0,023 у.е./т.

6. Деэмульсация

Затраты на деэмульсацию также пропорциональны удельным весам добычи нефти по способам в общей добыче нефти: УЭЦН — 0,09 у.е./т, СШНУ — 0,09 у.е./т.

7. Расходы по увеличению нефтеотдачи пластов

Эти затраты распределяют пропорционально удельным весам добычи нефти по способам: УЭЦН — 0,288 у.е./т, СШНУ — 0,288 у.е./т.

8, 9. Цеховые и общепромысловые расходы

Затраты по этим статьям распределяют пропорционально числившимся скважино-дням. Предварительно из общей суммы затрат выделяют затраты на ремонт и прокат УЭЦН: УЭЦН — 0,234 у.е./т, СШНУ — 0,784 у.е./т.

Сложив затраты по отдельным статьям для рассматриваемых способов эксплуатации, получают себестоимость добычи 1 т нефти: УЭЦН — 1,528 у.е./т, СШНУ — 4,428 у.е./т.

Таким образом, на данном предприятии фактическая себестоимость добычи нефти УЭЦН в 2,9 раза ниже, чем СШНУ. Исходя из этого среди промысловиков утвердилось мнение, что применение УЭЦН более эффективно, нежели СШНУ. Представление это ошибочно и связано с фактически сложившейся на промыслах обстановкой (УЭЦН работают в высокодебитных скважинах, а СШНУ — в низкодебитных), а также с принятой методикой расчета себестоимости. Характерные ошибки принятой методики следующие:

1. Средняя норма амортизации насосных установок не отражает реального положения. Опыт показывает, что, например, станки-качалки с успехом работают в течение 15–20 лет, т.е. при норме амортизации 5–7,7%, а не 9,2%.

2. Одной из крупных статей расходов является статья на увеличение нефтеотдачи пластов, например, поддержанием пластового давления. Повышение пластового давления (или поддержание его на определенном уровне) приводит к снижению потребных напоров скважинных насосов. Поэтому эти затраты необходимо учитывать только в размерах, пропорциональных достигнутому эффекту.

3. Недостаточно точно учитываются расходы на перекачку и хранение нефти, о чем было сказано выше.

4. Недостаточно точно учитываются расходы на деэмульсацию, ибо нефть, добытая различными насосными установками (УЭЦН и СШНУ), требует различных затрат на деэмульсацию.

5. Одним из важнейших показателей при определении себестоимости добычи нефти является дебит скважины по нефти (при этом понимают, что дебит скважины равен подаче установки), а также высота подъема продукции скважины.

Для условий рассмотренного примера расчета себестоимости добычи нефти подача установки ЭЦН в 3,75 раза выше, чем установки СШН (80 м^3/сут против 21,3 м^3/сут) и составляет 43 т/сут нефти.

Поэтому для определения пределов экономической эффективности обоих способов необходимо рассматривать затраты, во-первых, при равных подачах и высоте подъема продукции, и, во-вторых, с учетом высказанных замечаний. При этих условиях получают зависимости себестоимости добычи нефти в функции дебита скважины (подачи установки) при одинаковой высоте подъема продукции, представленные

на рис. 11.1. Полученные зависимости показывают, что при дебитах скважин $Q < Q_1$ себестоимость добычи нефти СШНУ ниже, чем УЭЦН, а при $Q > Q_1$ себестоимость добычи УЭЦН ниже таковой СШНУ.

Численная величина Q_1 не является постоянной для всех нефтяных месторождений, зависит от текущего состояния их разработки и должна рассчитываться в каждом конкретном случае.

Таким образом, выбор способа эксплуатации скважин является сложной технико-экономической задачей, грамотное решение которой зависит от квалификации инженерного персонала и общего состояния нефтепромысловой науки.

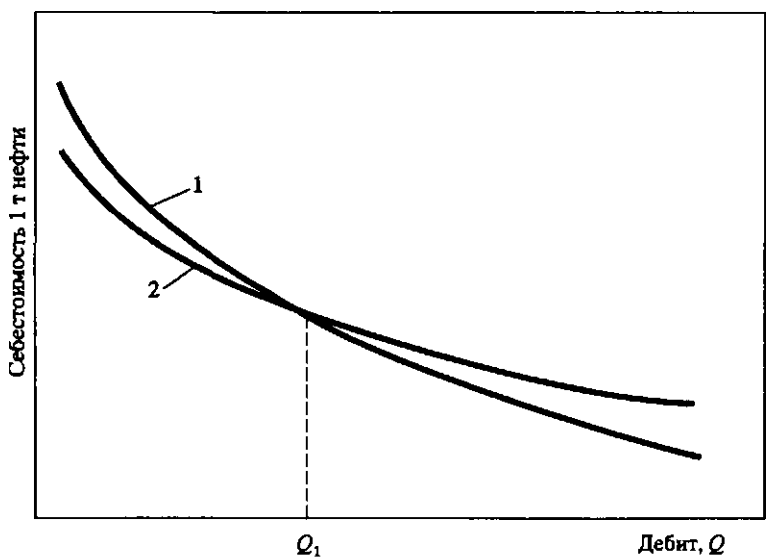


Рис. 11.1. Зависимости себестоимости добычи нефти от дебита: 1 — УЭЦН; 2 — СШНУ

ГЛАВА 12
РЕМОНТ СКВАЖИН

Добывающая система состоит из различных элементов, которые могут быть разделены на три группы:

— элементы, связанные с работой пласта и скважины;

— элементы, связанные с работой подземного и наземного оборудования;

— элементы, связанные с работой системы сбора и подготовки скважинной продукции.

Естественно, что в период разработки месторождения нормальная работа системы может нарушаться по различным причинам, связанным, например, с выходом из строя наземного или подземного оборудования каждой конкретной скважины; с нарушением работы системы сбора и подготовки скважинной продукции; с изменением условий притока продукции в скважину; с нарушением работы самой скважины (образование песчаных пробок, отложение солей или парафина в перфорационных отверстиях, смятие обсадной колонны и др.). Кроме того, скважины могут простаивать из-за отсутствия электроэнергии, например, вследствие форс-мажорных обстоятельств и т.п.

Таким образом, все календарное время жизни скважины можно разделить на две части:

— время, в течение которого система выполняет свои функции;

— время, в течение которого система не функционирует (простаивает).

Очевидно, что соотношение времени работы системы и времени ее простоя определяет технико-экономическую эффективность выработки запасов месторождения.

12.1. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Одним из количественных показателей технико-экономической деятельности нефтегазодобывающего предприятия является коэффициент эксплуатации $K_э$, характеризующий долю времени, в течение которой добывающая система выполняет свои функции $T_р$, от всего календарного времени за анализируемый период $T_к$, например, год:

$$K_э = \frac{T_р}{T_к}. \qquad (12.1)$$

Ниже мы будем рассматривать не все элементы добывающей системы, а только скважину, пласт, наземное и подземное оборудова-

ние. Так как эксплуатация скважин осуществляется различными способами (с различным наземным и погружным оборудованием), разумно рассчитывать коэффициент эксплуатации для каждого из способов, характеризующихся использованием оборудования различной сложности, надежности и долговечности, а также различным влиянием реальных свойств продукции скважин на эффективность и длительность его безаварийной работы.

Безаварийная работа пласта (призабойной зоны) и самой скважины напрямую не связана с нарушением работы добывающего оборудования, т.е. анализируемые причины нарушения работы системы будем делить на две категории:

— причины, связанные с нарушением работы пласта или скважины,

— причины, связанные с отказом погружного или наземного оборудования.

Таким образом, коэффициент эксплуатации $K_э$ характеризует время всех простоев добывающей системы и, являясь интегральным показателем, не позволяет дифференцировать категорию (причины) простоя.

Для получения большей информативности и более глубокого анализа эффективности работы каждого из элементов добывающей системы следует рассчитывать коэффициенты эксплуатации по способам: фонтанная эксплуатация — $K_{эф}$, газлифтная эксплуатация — $K_{эгл}$, эксплуатация СШНУ — $K_{эш}$, эксплуатация УЭЦН — $K_{эц}$ и т.д. Если на предприятии каждым способом эксплуатируется определенное количество скважин, причем это количество за анализируемый период календарного времени изменяется (ввод в эксплуатацию в этом периоде новых скважин, выбытие (ликвидация) скважин), то коэффициент эксплуатации должен рассчитываться с учетом движения скважин и соответствующим календарным и отработанным временем по каждой из них.

Несмотря на то, что коэффициент эксплуатации характеризует эффективность использования фонда скважин во времени, он не дает полного представления о причинах ремонтов и не позволяет выявить наиболее слабые элементы добывающей системы, чтобы проводить целенаправленную работу с фондом скважин.

Существенно более информативными показателями являются:

— для наземного и подземного оборудования — наработка на отказ $T_о$;

— для пласта и скважины — межремонтный период работы скважины $МРП_с$.

В настоящее время эти показатели не разделяются, а используется единый показатель *МРП* скважин, определяемый как отноше-

ние времени работы добывающей системы (скважины) к количеству ее ремонтов за анализируемый период, например, за год:

$$МРП = \frac{T_р}{n}, \qquad (12.2)$$

где $T_р$ — время работы скважины в анализируемый период, т.е. то время, в течение которого скважина дает продукцию;

n — количество ремонтов за анализируемый период времени.

Хотя этот показатель является интересным и содержательным, он не вскрывает основных причин ремонтов и не позволяет предприятию обоснованно планировать организационную деятельность ремонтных подразделений.

Организация ремонтной деятельности нефтегазодобывающего предприятия базируется на видах выполняемого ремонта:

— ремонт наземного или подземного оборудования, связанный с ликвидацией неполадок в технической системе;

— ремонт самой скважины, связанный с нарушением работы призабойной зоны (пласта) и независящий от состояния технической системы, с помощью которой эксплуатируется скважина.

Таким образом, необходимо различать ремонты, связанные с состоянием скважины или призабойной зоны (пласта), и ремонты, связанные с состоянием технической системы, эксплуатирующей скважину.

В первом случае, действительно, причиной ремонта является сама скважина или призабойная зона (пласт) и можно говорить о межремонтном периоде работы скважины $МРП_с$, определяемом временем ее работы между двумя ремонтами. Во втором случае скважина может полностью выполнять свою функцию, но ее остановка связана с необходимостью ремонта технической системы.

Время работы технической системы между двумя ремонтами любого из ее элементов называется наработкой на отказ — $T_о$. При этом определенные элементы технической системы при ремонте (замене) не требуют остановки скважины.

С целью выявления наиболее слабых элементов технической системы учет наработки на отказ следует вести поэлементно (например, колонна штанг, клапаны глубинного насоса, канатная подвеска и т.п. при эксплуатации скважин установками СШН).

12.2. ВИДЫ РЕМОНТОВ

Все ремонты, связанные с восстановлением нормальной работы скважины или призабойной зоны (пласта) и оборудования для ее эксплуа-

тации, разделяют на текущие и капитальные. Все ремонтные работы, связанные с созданием нормальных условий функционирования технической системы, с восстановлением или заменой ее отдельных элементов или всей системы в целом, будем относить к текущему ремонту. Перечень работ, относящихся к текущему ремонту, следующий:

— ликвидация неисправностей в подземном оборудовании при любом способе эксплуатации;

— замена подземного оборудования (штанг, глубинного насоса, труб при эксплуатации скважины СШНУ; погружного агрегата, кабеля, труб при эксплуатации скважины УЭЦН и т.д.);

— замена всей технической системы при переходе с одного способа эксплуатации скважины на другой;

— подъем подземного оборудования из добывающей скважины при переводе ее под нагнетание, например, воды или перед ее консервацией (ликвидацией);

— спуско-подъемные операции и ловильные работы, выполняемые при аварии подземного оборудования (обрыв или отворот штанг; обрыв скребковой проволоки или глубинных приборов в период исследования скважины; расхаживание заклинившего плунжера глубинного насоса и т.п.);

— ревизия отдельных элементов или всей технической системы и проведение планово-предупредительного ремонта;

— очистка подземного оборудования (труб, штанг, насосов) от отложений парафина и солей;

— изменение глубины спуска глубинного насоса или погружного агрегата, а также другие аналогичные работы.

Для выполнения указанных работ используют бригады подземного ремонта, оснащенные штатной техникой и необходимым инструментом.

Работы, связанные с восстановлением нормального функционирования скважины и призабойной зоны, с ликвидацией сложных аварий подземного оборудования будем относить к капитальному ремонту. Перечень этих работ, в основном, следующий:

— исправление нарушений в обсадной колонне;

— ликвидация смятий обсадной колонны;

— ликвидация прихватов трубы, пакеров и другого подземного оборудования;

— ловильные работы, связанные с полетом погружного оборудования на забой скважины;

— установка цементных мостов, а также временных колонн-летучек;

— резка окон в обсадных колоннах и забуривание второго ствола;

— разбуривание плотных пробок на забое скважины, а также цементных мостов;

— ограничение и изоляция водопритоков в добывающих скважинах;

— выравнивание профиля приемистости в нагнетательных скважинах;

— ликвидация заколонных перетоков (восстановление герметичности заколонного пространства);

— формирование в призабойной зоне непроницаемых экранов;

— интенсификация притока жидкости и приемистости скважин (гидромеханические, физико-химические, термические и комбинированные методы);

— переход с одного эксплуатационного объекта на другой;

— операции по ликвидации скважины.

Все вышеперечисленные работы выполняются специальными подразделениями по повышению нефтеотдачи пластов и капитальному ремонту скважин. Указанные подразделения имеют в своем составе специалистов высокой квалификации по различным видам деятельности, а также мощный арсенал разнообразной техники и специального инструмента.

При проведении работ по капитальному ремонту скважин широко применяются геофизические методы контроля, а качество выполняемых работ оценивается информационно-измерительным комплексом, разработанным в последние годы в России.

12.3. КОНТРОЛЬ КАЧЕСТВА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА И МОНИТОРИНГ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ*

12.3.1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Капитальный ремонт скважин, а также технологические воздействия на призабойную зону (ПЗС) являются сложными и дорогостоящими операциями; при этом успех этих работ не всегда является стопроцентным. В последние годы в различных странах проводятся интенсивные исследования, направленные на повышение

* Раздел написан магистрантом кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина А.Е.Чикиным.

успешности, в частности, обработок призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин применяемыми методами.

Эффективность любого технологического воздействия на ПЗС связана с точным знанием причин ухудшения (изменения) состояния призабойной зоны и подбором соответствующих методов воздействия. Любой метод технологического воздействия должен базироваться на тщательном планировании работ на скважине и на надежном и достоверном мониторинге (контроле) процесса в реальном времени его проведения.

Так, по данным фирмы AGIP, 12% кислотных обработок ПЗС оказались неудачными, в основном, из-за отсутствия контроля за их проведением. Определить причины неудач и получить при повторных обработках положительные результаты удалось использованием метода мониторинга состояния ПЗС, разработанного Дж. Паккалони. В основу метода положена упрощенная стационарная гидродинамическая модель фильтрации кислотного раствора. Суть мониторинга заключается в замерах и регистрации с заданной периодичностью устьевого давления $P_у$, объемного расхода $Q_р$ и плотности кислотного раствора $\rho_р$. Для каждого замера $P_у$, $Q_р$ и $\rho_р$ в реальном времени процесса рассчитываются динамическое забойное давление и репрессия на пласт, а также показатель скин-эффекта S. По изменению величины скин-эффекта судят об эффективности воздействия. Расчет характеристик в реальном времени процесса осуществляется благодаря цифровой регистрации параметров и системе компьютерного анализа.

Метод Дж. Паккалони обладает рядом существенных недостатков и позволяет сделать оценку состояния ПЗС, верную только в качественном отношении и только для скважин с существенным загрязнением ПЗС. В других случаях он дает ошибки в десятки и сотни процентов. Более того, в случае, когда проводимость призабойной зоны выше, чем проводимость пласта (удаленной зоны), метод дает неверную оценку даже в качественном отношении, показывая наличие загрязнения ПЗС, причем значительного.

Дальнейшим развитием мониторинга кислотных обработок явился метод Л. Прувоста и М. Экономайдиса, используемый компанией «Doowell Schlumberger» для определения показателя скин-эффекта в реальном времени процесса. В основе метода Л. Прувоста и М. Экономайдиса лежит теория нестационарной фильтрации однородной жидкости в однородном пласте, на основе которой рассчи-

тывается забойное давление для модели с определенными параметрами. В процессе мониторинга по измеряемому на устье давлению P_y рассчитывается забойное давление, которое и сравнивается с забойным давлением по гидродинамической модели, для которой показатель скин-эффекта $S = 0$. При цифровой регистрации устьевых параметров и системе компьютерного анализа данным методом рассчитывается показатель скин-эффекта в реальном времени процесса.

Метод Л. Прувоста и М. Экономайдиса получил достаточно широкое распространение в нефтепромысловой практике. Однако этому методу присущи и определенные недостатки, что ограничивает его применение. В частности, метод предполагает, что свойства нагнетаемой и пластовой жидкостей одинаковы; известна гидропроводность пласта (в случае, когда гидропроводность пласта неизвестна, метод не может быть применен). В ряде технологических воздействий на ПЗС происходят направленные изменения гидропроводности пласта вследствие очистки или закупорки определенных интервалов; при этом данный метод не может быть использован. Показатель скин-эффекта, определяемый по методу Л. Прувоста и М. Экономайдиса, существенно зависит от колебаний расхода закачиваемого раствора; в то же время ряд процессов неизбежно приводит к колебаниям расхода, поэтому ошибки при расчете скин-эффекта достигают десятков и сотен процентов.

К настоящему времени накоплена достаточная информация по быстропротекающим пластовым процессам при технологических воздействиях на ПЗС, а существующие технические и технологические средства позволяют получать достоверные данные о динамическом забойном давлении и расходе уже во время исследования скважины на приемистость перед проведением технологического воздействия, т.е. знать состояние ПЗС перед началом обработки.

12.3.2. МЕТОД КОМПАНИИ «СТРОЙКОМ-ОЙЛ»

Российская компания «Стройком-ойл» в 1998–2002 годах провела исследования, связанные с проблемой мониторинга технологических воздействий на призабойные зоны эксплуатационных скважин. Теоретическая часть базируется на нестационарной фильтрации неоднородной жидкости в неоднородном пласте, а метод позволяет вести мониторинг всех видов физико-химических обработок призабойных зон (ОПЗ) и ремонтно-изоляционных работ (РИР). Мониторинг возможен при следующих условиях:

1. Перед обработкой отсутствует информация об основных характеристиках ПЗС (неизвестны приемистость или продуктивность, гидропроводность и проницаемость, состояние и степень загрязнения и т.д.).

2. Закачка жидкости носит нестационарный характер со значительными колебаниями расхода и давления.

3. Свойства нагнетаемой и пластовой жидкостей различны по вязкости, плотности и реологическим характеристикам.

4. В процессе технологического воздействия фильтрационно-емкостные свойства ПЗС и эффективная толщина пласта (под воздействием закачиваемой технологической жидкости) изменяются.

Ни один из известных методов при этих условиях неприменим.

Анализ эффективности ОПЗ и РИР показал, что контроль состояния ПЗС является необходимым условием повышения эффективности этих работ, а надежный достоверный мониторинг позволяет управлять ходом процесса для получения максимальной эффективности при снижении расхода дорогостоящих реагентов; технология процесса может быть изменена, а в крайнем случае — процесс может быть прекращен вовсе.

Анализ ОПЗ с целью увеличения продуктивности или приемистости скважин позволил установить следующие общие особенности, независимо от метода обработки:

1. При правильно выбранной и технологически грамотно выполненной ОПЗ гидропроводность обработанной зоны пласта повышается не только за счет увеличения проницаемости, но и за счет увеличения эффективной толщины пласта.

2. Снижается показатель скин-эффекта.

3. Увеличивается коэффициент продуктивности или приемистости скважины.

Исходя из изложенного при мониторинге процесса ОПЗ необходимо контролировать следующие параметры:

— гидропроводность ПЗС;

— показатель скин-эффекта;

— коэффициент продуктивности или приемистости, который определяется перед началом и после завершения ОПЗ.

Другим направлением капитального ремонта скважин являются ремонтно-изоляционные работы, связанные с прекращением или снижением поступления воды в скважину. Источниками воды являются:

1. Система ППД, когда вода закачивается в нефтенасыщенный пласт.

2. Вышележащие или нижележащие неперфорированные водоносные горизонты при недостаточной толщине непроницаемых (глинистых) разделов между нефтенасыщенными и водонасыщенными горизонтами (как показала практика, толщина таких разделов не превышает 1,5–2 м) и их нарушении при реализуемых депрессиях в процессе эксплуатации скважины. Если непроницаемые разделы имеют большую толщину и не нарушаются в процессе эксплуатации скважины, вода может поступать через нарушенный цементный стакан (заколонные перетоки).

3. Обводненные пропластки перфорированного слоистого пласта.

4. Обводненные неперфорированные пропластки слоистого пласта, отделенные от нефтенасыщенного перфорированного пласта непроницаемыми разделами небольшой мощности, и их нарушения в процессе эксплуатации скважины.

5. Водяные конусы подошвенной воды.

Существуют и другие источники поступления воды в добывающие скважины.

Известно много способов водоизоляционных работ в скважине, но для выбора одного из них необходимо точное знание причины поступления воды и места, откуда она поступает. При выборе того или иного способа каждая технология обработки должна исходить из следующих ожидаемых результатов:

— закачиваемые тампонирующие материалы должны полностью заполнить каналы поступления воды;

— они должны создать водоизолирующий барьер, который при последующей эксплуатации скважины обеспечит достаточное сопротивление без разрушения действующей депрессии;

— применяемые материалы, техника и технология должны обеспечить не только высокую эффективность водоизоляционных работ, но и безопасность персонала и существующие экологические требования к подобным операциям.

При мониторинге РИР в скважинах необходимо контролировать:

— гидропроводность пласта;

— показатель скин-эффекта;

— приемистость скважины; в случае снижения приемистости необходимы дополнительные работы по улучшению гидродинамической связи продуктивного горизонта со скважиной.

К ремонтно-изоляционным работам относятся ликвидация межпластовых перетоков и выравнивание профилей притока или при-

емистости. Мониторинг ОПЗ и РИР проводится компанией «Стройком-ойл» с нспользованнем разработанного ею ннформационно-нзмерительного комплекса (ИИК) «АЧ-1».

12.3.3. ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС «АЧ-1» ДЛЯ МОНИТОРИНГА ОПЕРАЦИЙ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

ИИК «АЧ-1», смонтированный на шасси автомобиля повышенной проходимости, является дополнительным элементом штатной техники, применяемой при ОПЗ или РИР, и предназначен для измерения и регистрацин параметров процесса в режиме реального времени, а также для сохранения в энергонезависимой памяти всей информации о процессе. Одновременно первичная информация в режиме реального времени может непрерывно отображаться в цифровой, табличной и графической формах на экране персонального компьютера.

ИИК позволяет:

— проводить гидродинамическое экспресс-исследование скважины как на нестационарном режиме, так и на стационарных режимах, обрабатывать и представлять результаты исследования в режиме реального времени;

— осуществлять оперативный коитроль и управление процессом воздействия на ПЗС с целью получеиия максимально положительного эффекта;

— осуществлять оперативный контроль и управление процессом РИР (при необходимости изменяя технологию работ и используемые тампонирующие материалы), добиваясь максимально возможного в данной скважине технологического эффекта;

— проводить обоснованный выбор скважин для ОПЗ и сам метод воздействия на основе определения состояния призабойной зоны;

— устаиовить факт промывки или опрессовки колонны, технологического воздействия на ПЗС и дать объективную характеристику состояния скважины после выполненных работ.

ИИК позволяет решать и другие задачи, связанные с анализом эффективности проводимых на скважине работ, адаптировать стаидартные технологии к конкретным условиям скважин и т.п.

При испытании скважины непосредственно во время закачки жидкости в режиме реального времени определяются коэффициент

приемистости (продуктивности), гидропроводность, проницаемость и степень загрязнения (показатель скин-эффекта) призабойной зоны, потенциально возможная приемистость (дебит), необходимость работ по интенсификации приемистости (притока). Для значительно загрязненной зоны пласта рассчитываются ее размеры и гидропроводность, а также объемы используемых технологических жидкостей. В ходе обработки призабойной зоны любым способом в режиме реального времени определяются текущая продуктивность, состояние ПЗС; при необходимости в технологию обработки вносятся коррективы; отмечается факт устранения загрязнения ПЗС и достижения потенциальной продуктивности (приемистости) скважины.

В ходе работ по ограничению водопритока или регулированию интервала поглощения при закачке изолирующих материалов в ПЗС определяются изменение приемистости поглощающего интервала и степень его закупорки; при необходимости в программу обработки оперативно вносятся изменения исходя из фактически полученных результатов.

Информационно-измерительный комплекс «АЧ-1» включает в себя:

— блок сбора информации с переносным компьютером типа «ноутбук»;

— программное обеспечение «ПАК-3»;

— программный комплекс «СКИН-ТЕСТ»;

— времяимпульсный ультразвуковой переносный расходомер «ВЗЛЕТ ПР»;

— зондирующий ультразвуковой расходомер «ДНЕПР-7»;

— толщиномер ультразвуковой «ВЗЛЕТ УТ»;

— датчик избыточного давления «МИДА»;

— датчик разности давлений «САПФИР-22МТ»;

— выносной блок, включающий в себя энергетический барьер искрозащиты;

— измерительный манифольд;

— преобразователь постоянного напряжения 12 В в переменное 220 В.

Операционная система ИИК — «Microsoft Windows 95» и выше; связь компьютера с блоком сбора информации — последовательный интерфейс RS-232 (com-порт); количество измерительных каналов — 8; минимальный период регистрации — 1с.

Устройства, входящие в состав аппаратной части, изготавливаются в соответствии с действующими ГОСТами и допущены для

выполнения работ с категориями взрывоопасных смесей IIB.

Информационно-измерительный комплекс «АЧ-1» разрешен к применению Федеральным горным и промышленным надзором России (Госгортехнадзором), имеет сертификат соответствия системе сертификации Госстандарта России. Реализуемые ИИК «АЧ-1» операции защищены пятью патентами РФ, а используемый программный комплекс зарегистрирован в Реестре программ для ЭВМ Российским агентством по патентам.

Предприятием-разработчиком и изготовителем ИИК «АЧ-1» является российская компания «Стройком-ойл».

Оборудование, используемое при подземном и капитальном ремонтах скважин, включает подъемные сооружения, различные механизмы и инструмент, насосные агрегаты и другую технику, которые изучаются в специальном курсе.

12.4. НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В РЕМОНТЕ СКВАЖИН

Основным видом ремонтных работ является такой, при котором используются насосно-компрессорные трубы, чей спуск и подъем занимает значительную часть времени всего ремонта. Ускорение и повышение эффективности ремонтных работ связаны с сокращением времени на спуско-подъемные операции. К настоящему времени эта задача решена новыми техническими средствами ремонта с использованием каната, кабель-троса, гибких труб, шлангоканата и шлангокабеля.

При канатном методе спуск в скважину специальных контейнеров с различными материалами для разных операций на забое или в интервале обработки осуществляется на специальном канате с использованием лебедки, установленной на автомобильном шасси.

Кабель-трос — это канат, спаренный с кабелем для управления работой контейнера электрическими сигналами: открытием клапана контейнера или инициирования подрыва взрывчатого вещества для выброса из контейнера, например, тампонирующего вещества или другой технологической жидкости.

Как правило, работы в скважине с использованием каната или кабель-троса осуществляются со специального агрегата на шасси автомобиля, например, КрАЗ-225, укомплектованного лебедкой, бункером, смесительным устройством, дозировочным шнеком, емкостями и насосом, а также стеллажом для укладки контейнеров. Привод механизмов агрегата — от двигателя автомобиля.

Наиболее широкое промышлениое применение получил метод проведения ремонтных работ в скважине с использованием гибких труб. Непрерывная гибкая труба диаметром до 25 мм наматывается на барабан, установленный на шасси автомобиля. На устье скважины монтируется специальное выпрямительное устройство, а также механизм принудительной подачи гибкой трубы в скважину. Спущенная в скважину труба является каналом подвода на забой скважины технологических жидкостей, газа и воздуха. Спуск гибкой трубы возможен и в колонну НКТ, т.е. проведение ремонтных работ в скважине не исключено без подъема колонны НКТ, особенно в случае, когда на башмаке НКТ имеется пакер.

Шлангоканат, по сути, не отличается от гибкой трубы, но состонт из гибкого шланга с металлической оплеткой, определяющей прочность шлангоканата на разрыв, а также внутреннее и внешнее давления. Имеются конструкции шлангоканата с диаметром более 50 мм, рассчитанные на внутреннее давление до 20 МПа. Шлангоканат также наматывается на барабан и подается в скважину специальным тяговым механизмом (рольгангом).

Если в металлическую оплетку шлангоканата вмонтирован электрический кабель, то такой шлангоканат называется шлангокабелем, поскольку сочетает в себе преимущества шлангоканата и кабель-троса.

Все рассмотренные средства исключают операции «свинчивание—развинчивание», характерные для НКТ, ускоряют и удешевляют проведение ремонтных работ в скважине, существенно облегчают условия труда обслуживающего персонала и повышают безопасность работ.

12.5. ЛИКВИДАЦИЯ СКВАЖИН

В процессе разработки месторождения происходит движение фонда скважин, при этом часть из них по различным причинам ликвидируется. Основными причинами ликвидации скважин являются:

1. Невозможность использования скважины по прямому назначению вследствие тяжелой аварии, которая не может быть устранена, а также невозможность использовать скважину по новому назначению.

2. Скважина не вскрыла продуктивный горизонт и не может использоваться для других целей.

3. Полное обводнение скважины, невозможность ее использования в качестве нагнетательной или наблюдательной, а также перевод ее на другой эксплуатационный объект.

4. Форс-мажорные обстоятельства.

5. Обстоятельства, связанные с развитием инфраструктуры региона, например, со строительством водохранилища, поселка, города.

В этих случаях ликвидация скважин обязательна, ибо они могут стать причиной внутрипластовых перетоков, загрязнения источников питьевой воды, изменения уровня грунтовых вод и т.п., что противоречнт условиям охраны недр и окружающей среды.

Ликвидация скважин осуществляется под надзором органов Госгортехнадзора РФ и оформляется в соответствии с действующими нормативнымн актами. При ликвидации добывающих и нагнетательных скважин в интервале продуктивного горизонта и выше кровли на 50 м устанавливается цементный мост. Ствол скважины заполняется глинистым раствором с плотностью, достаточиой для создания репрессии. Устье ликвидируемой скважины оборудуют реперо м. Над устьем скважины устанавливают тумбу из цементного раствора размером 1×1×1 м. Ликвидационные работы выполняются бригадами капитального ремонта скважин.

ЛИТЕРАТУРА

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. — М.: Наука, 2000.

2. Мищенко И.Т. Технология и техника добычи нефти. Теоретические основы подъема жидкости из скважин, часть 1 (Учебное пособие). — М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1977.

3. Мищенко И.Т. Теоретические основы подъема жидкости из скважин, часть 2 (Учебное пособие). — М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1979.

4. Дунюшкин И.И., Мищенко И.Т. Расчет основных свойств пластовых нефтей при добыче и подготовке нефти (Учебное пособие). — М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1982.

5. Мищенко И.Т., Сахаров В.А., Грон В.Г., Богомольный Г.И. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи (Учебное пособие). — М.: Недра, 1984.

6. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти. — М.: Недра, 1989.

7. Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П. Струйные насосы для добычи нефти. — М.: Нефть и газ, 1996.

8. Мищенко И.Т., Кондратюк А.Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. — М.: Нефть и газ, 1996.

9. Золотухин А.Б., Гудместад У.Т., Ермаков А.И., Якобсен Р.А., Мищенко И.Т., Вовк В.С., Лосет С., Шхинек К.Н. Основы разработки шельфовых нефтегазовых месторождений и строительство морских сооружений в Арктике. — М.: Нефть и газ, 2000.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 5

Глава 1.
ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ 13

Глава 2.
ВЫЗОВ ПРИТОКА И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН 62

Глава 3.
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ 96

Глава 4.
УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ 158

Глава 5.
УПРАВЛЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ СКВАЖИН 214

Глава 6.
ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПОДЪЕМА ЖИДКОСТИ ИЗ СКВАЖИН 270

Глава 7.
ФОНТАННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН 484

Глава 8.
ГАЗЛИФТНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН 530

Глава 9.
ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ГЛУБИННОНАСОСНЫМИ УСТАНОВКАМИ 582

Глава 10.
НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА И ТЕХНОЛОГИИ СКВАЖИННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ 750

Глава 11.
ОСНОВЫ ВЫБОРА СПОСОБА ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН 791

Глава 12.
РЕМОНТ СКВАЖИН 802