

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

В.Н. Арбузов

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ
И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Часть 1

*Рекомендовано в качестве учебного пособия
Редакционно-издательским советом
Томского политехнического университета*

Издательство
Томского политехнического университета
2011

УДК 622.276.5(075.8) + 622.279.5(075.8)

ББК 33.361я73 + 33.362я73

A79

Арбузов В.Н.

A79 Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Часть 1: учебное пособие / В.Н. Арбузов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 200 с.

В пособии изложены современные технологии эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В части 1 рассмотрены вопросы подготовки скважин к эксплуатации, способы вызова притока и освоения скважин, методы гидродинамических исследований скважин и пластов. Подробно освещены теоретические основы подъема жидкости и газа, а также методы воздействия на призабойные зоны пласта и залежи нефти, технологии капитального ремонта скважин, способы механизированной эксплуатации нефтяных скважин.

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

УДК 622.276(075.8)+622.279.5(075.8)

ББК 33.361я73+33.362я73

Рецензенты

Кандидат физико-математических наук
заведующий отделом проектирования разработки НГМ
ОАО «ТомскНИПИнефть»

В.Н. Панков

Кандидат геолого-минералогических наук
ведущий научный сотрудник ТФ ФГУП СНИИГГиМС

В.Е. Пешков

Доктор технических наук, профессор
Заведующий кафедрой бурения скважин ИПР ТПУ

В.Д. Евсеев

© ГОУ ВПО НИ ТПУ, 2011

© Арбузов В.Н., 2011

© Обложка. Издательство Томского
политехнического университета, 2011

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	5
1. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	10
1.1. Основные понятия	10
1.1.1. Статическое давление на забое скважины	10
1.1.2. Статический уровень.....	10
1.1.3. Динамическое давление на забое скважины.....	10
1.1.4. Динамический уровень жидкости.....	10
1.1.5. Среднее пластовое давление	11
1.1.6. Пластовое давление в зоне нагнетания	12
1.1.7. Пластовое давление в зоне отбора.....	12
1.1.8. Начальное пластовое давление	12
1.1.9. Текущее пластовое давление.....	12
1.1.10. Приведенное давление	13
1.2. Приток жидкости к скважине.....	14
1.3. Режимы разработки нефтяных месторождений	18
1.3.1. Водонапорный режим	19
1.3.2. Упругий режим	21
1.3.3. Режим газовой шапки.....	24
1.3.4. Режим растворенного газа	25
1.3.5. Гравитационный режим	28
1.4. Основные требования к конструкциям скважин	28
1.5. Конструкция оборудования забоев скважин	29
1.6. Приток жидкости к перфорированной скважине	32
1.7. Техника перфорации скважин	40
1.8. Пескоструйная перфорация	45
2. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН	53
2.1. Методы освоения нефтяных скважин	53
2.2. Передвижные компрессорные установки	59
2.3. Освоение нагнетательных скважин	60
3. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ	65
3.1. Цели и методы воздействия.....	65
3.2. Технология поддержания пластового давления закачкой воды	66
3.2.1. Размещение скважин	66
3.3. Основные характеристики поддержания пластового давления закачкой воды.....	70
3.4. Водоснабжение систем ППД.....	75
3.5. Техника поддержания давления закачкой воды.....	78
3.5.1. Водозаборы.....	78

3.5.2. Насосные станции первого подъема.....	81
3.5.3. Буферные емкости	81
3.5.4. Станции второго подъема	82
3.6. Оборудование кустовых насосных станций	83
3.7. Технология и техника использования глубинных вод для ППД ..	86
3.8. Поддержание пластового давления закачкой газа	94
3.9. Методы теплового воздействия на пласт	96
3.10. Техника закачки теплоносителя в пласт	101
3.11. Внутрипластовое горение	106
5. МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ	
СКВАЖИНЫ	111
5.1. Назначение методов и их общая характеристика.....	111
5.2. Обработка скважин соляной кислотой	112
5.3. Термокислотные обработки.....	119
5.4. Поинтервальная или ступенчатая СКО	121
5.5. Кислотные обработки терригенных коллекторов	122
5.6. Техника и технология кислотных обработок скважин	125
5.7. Гидравлический разрыв пласта	128
5.8. Осуществление гидравлического разрыва	135
5.9. Техника для гидроразрыва пласта	142
5.10. Тепловая обработка призабойной зоны скважины	149
5.11. Термогазохимическое воздействие на призабойную зону	
скважины	154
5.12. Другие методы воздействия на призабойную зону скважин ...	158
6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН	161
6.1. Назначение и методы исследования скважин.....	161
6.2. Исследование скважин при установившихся режимах	165
6.3. Исследование скважин при неустановившихся режимах	172
6.4. Термодинамические исследования скважин	179
6.5. Скважинные дебитометрические исследования.....	185
6.6. Техника и приборы для гидродинамических исследований	
скважин	190
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	198

ВВЕДЕНИЕ

Нефть и газ являются одними из основных видов топлива, потребляемого человечеством. Начало интенсивной промышленной разработки нефтяных месторождений приходится на конец XIX – начало XX вв.

Россия находится на одном из первых мест в мире, как по объемам добычи нефти, так и по темпам их прироста. По сравнению с 1940 г. к середине 80-х годов XX века добыча нефти с конденсатом в стране выросла более чем в 20 раз.

Отечественные ученые внесли значительный вклад в создание современной техники и технологии добычи нефти. Они являются пионерами в таких вопросах, как создание методов добычи нефти штанговыми скважинными установками, погружными центробежными электронасосами, газлифтным способом, одно время забытыми и вновь возрожденными в 70-е годы шахтным и термощахтным способами, эксплуатация морских месторождений, эксплуатация месторождений скважинами малого диаметра и кустовое расположение скважин.

Начало XXI столетия характеризуется резким увеличением спроса на нефть и газ и их потребления. В настоящее время около 70 % энергетической потребности в мире покрывается за счет нефти и газа. В то же время нефть и газ широко используются как сырье для нефтехимической промышленности, получения искусственных белков, фармацевтических препаратов, пластмасс и др.

Увеличение объемов добычи нефти все в большей степени обеспечивается за счет ввода в разработку месторождений, расположенных в отдаленных малозаселенных районах Севера, в зонах залегания многолетнемерзлых пород, в континентальных шельфах океанов и морей. При этом возрастает удельный вес добычи тяжелых высоковязких нефтей в общем объеме добычи нефти. Увеличивается ввод в разработку малопродуктивных месторождений. В последнее время возрос интерес к добыче битумов (по-латински «битум» – горная смола). Если вязкость обычных нефтей не превышает 5 – 10 мПа·с, тяжелые нефти имеют вязкость 0,05 – 1 Па·с, то вязкость битумов составляет от 10^0 до 10^3 Па·с. С другой стороны, существует тенденция снижения начальных дебитов пробуренных скважин, что меняет отношение к эксплуатации старых месторождений, поскольку общий объем добычи на старых месторождениях возрастает по отношению к добыче на новых. Поэтому усиливается значение механизированных способов добычи нефти, которые являются основными на старых месторождениях.

Перечисленные особенности определяют трудности освоения новых месторождений, повышение эффективности эксплуатации уже раз-

рабатываемых, оценки целесообразности и эффективности новых технологических мероприятий и процессов.

Рост объемов добычи нефти сопровождается значительным увеличением фонда скважин. Принятие любого решения инженером-нефтяником, касается ли оно изменения режима работы скважины, необходимости обработки призабойной зоны, оценки эффективности технологического мероприятия и т. п., основывается на имеющейся в его распоряжении информации. Очевидно, что при отсутствии или небольшом ее количестве надежность принимаемых решений и выводов будет неудовлетворительна.

Очевидно, что адекватность используемых математических моделей процессам, происходящим в моделируемых нефтепромысловых системах, определяет как правильность принимаемого управленческого решения, так и его эффективность. Под нефтепромысловой системой подразумевают такие взаимодействующие объекты, как скважина – пласт – скважина; скважина – призабойная зона; призабойная зона – удаленная часть пласта и т. д. От того, насколько точно определяют состояние интересующей нас системы (например, каков тип коллектора, ухудшена ли проницаемость призабойной зоны в окрестности скважины, каковы ее размеры и фильтрационные характеристики и существует ли гидродинамическая связь между двумя скважинами, каково это взаимодействие и т. д.), зависит эффективность принимаемого решения, будь то выбор скважины, на которой будут проводиться геолого-технические мероприятия, вид ГТМ, технологические характеристики воздействия, направленного на интенсификацию притока жидкости в скважине, изоляцию вод, увеличение коэффициента охвата заводнением и т. п.

Традиционно использование детерминированных методов расчета различных технологических процессов. Например, расчет движения жидкости в стволе скважин, формула Дюпюи, определение подачи насосной установки и т. п. Детерминированные модели позволяют выработать определенную идеологию, оценить ту или иную ситуацию или схему, произвести оценочный расчет, сделать качественные выводы. В то же время их применение ограничено невысокой точностью результатов, которые могут многократно отличаться от реальных значений. Связано это с невозможностью учета большого количества влияющих факторов (собственно говоря, назначение детерминированных моделей как раз и состоит в учете основных определяющих факторов и получении на основе анализа их взаимосвязей качественной картины процесса). Поэтому для получения необходимой точности расчета инженеру требуется, с одной стороны, располагать достаточной информацией, с другой – использовать соответствующие методы ее обработки.

Следует иметь в виду, что наивный принцип – чем больше информации, тем больше пользы – почти всегда оказывается неверным. Большие объемы информации трудно осмыслить и получить полезный вывод – от обилия чисел не спасет даже ЭВМ. Обеспечить необходимый минимум информации можно различными способами. Один из путей заключается в определении требуемой периодичности обследования скважин, т. е. максимально допустимого периода между двумя исследованиями, на основании результатов которых можно обеспечить работу скважины в заданном режиме. Такие исследования могут включать определение дебита или продуктивности скважин, характеристики насоса и т. п.

Часто по данным замеров на отдельных скважинах требуется сделать выводы о залежи в целом. Например, по данным замеров статического давления в скважинах определить текущее пластовое давление в залежи. В этом случае возникает задача определения минимального числа скважин, в которых надо измерить давление с тем, чтобы получить оценку текущего пластового давления с необходимой точностью.

Основная традиционно определяемая информация получается при измерении дебита и давления. Причем используемые в настоящее время системы обеспечивают получение интегральных характеристик, например, дебита группы скважин, подключенных к одной замерной установке. Такой показатель хорош для общего контроля, однако не пригоден для детального анализа процесса разработки и эксплуатации месторождения. При этом существенное значение имеют не только количественные, но и качественные характеристики. Раньше подход, на котором основывалось создание и использование новой техники, например, разработка или совершенствование конструкций насосов, выбор методов воздействия на призабойную зону скважин, определение параметров воздействия на пласт, основывался на представлении о нефти, как вязкой жидкости. При этом основное различие при таком подходе заключалось в альтернативе – нефть «маловязкая» или «высоковязкая». В частности, применение тепловых методов воздействия ориентировалось преимущественно на второй тип нефтей, исходя из предпосылки, что с увеличением количества вводимого в пласт тепла снижается вязкость нефти, что приводит к улучшению показателей. В последнее время выяснилось, что необходим учет реофизических свойств нефтей. Так, нефти с большим удельным весом обычно обладают релаксационными свойствами. Это приводит к ряду особенностей, например профиль притока в этом случае при прочих равных условиях более равномерен, чем у вязкой нефти. С ростом температуры дебит возрастает, но профиль притока становится менее равномерным. Отсюда следует, что при обра-

ботке призабойной зоны скважин выгодно использовать аналогичные системы, позволяющие получить лучший охват по толщине. Реологические свойства определяют гидравлические характеристики потока нефти, поэтому, в частности, и выбор схем насосных устройств и определение режимов эксплуатации скважин, добывающих подобные нефти, необходимо производить с учетом реофизических свойств.

Наиболее ответственный и трудный момент в деятельности инженера-нефтяника – это принятие конкретного решения. «Решение» это выбор из ряда возможностей, имеющихся у инженера. Принципиальная особенность ситуации, в которой находится инженер, заключается в недостатке информации для принятия уверенного и обоснованного решения. Это определяется многими факторами, такими, как невозможность проведения полного обследования всего фонда скважин, необходимость сделать оперативный вывод по малому числу наблюдений, ограниченность знаний о пласте и свойствах нефти и т. д. В таких условиях, очевидно, нереально рассчитывать на получение наилучшего решения. В разделе науки, который называется «исследование операций» и изучает применение математических, количественных методов для обоснования решений во всех областях целенаправленной человеческой деятельности, так формируется основная особенность принятого решения в условиях недостаточной информации – это лучшее из худших решений (Саати).

В такой ситуации необходимо использование специальных методов, алгоритмов для обработки имеющейся информации. В настоящее время имеется достаточно широкий арсенал таких методов. Обычно инженер вынужден принимать технологические решения в конфликтной ситуации. Под этим понимается, что, принимая решение, необходимо удовлетворить одновременно нескольким критериям (многокритериальная задача), зачастую противоречащим друг другу. Например, при увеличении депрессии на пласт возрастает дебит скважины. Однако при этом увеличивается возможность обводнения скважины или разрушения скелета породы. Поэтому выбираемое решение должно в определенной степени удовлетворять всем критериям.

Проводимые на промысле мероприятия обычно имеют массовый характер. Пусть, например, организуется мероприятие, направленное на повышение эффективности откачки нефти штанговыми скважинными установками путем подлива специальной жидкости. Из-за большого фонда скважин назначать индивидуальный «рецепт» жидкости для каждой скважины физически невозможно. Поэтому мероприятия проводятся более или менее унифицированно – одинаково во всех скважинах. Поскольку все скважины различны, то ожидать одинакового эффекта не

приходится, более того, где-то может быть получен и отрицательный эффект. При планировании таких мероприятий возможной идеологией может явиться ориентация на выигрыш «в среднем», а не по каждой скважине.

Сложность технологических объектов нефтедобычи, обусловленная большим количеством определяющих взаимосвязанных факторов, делает необходимым рассмотрение техники и технологии добычи нефти с позиций теории больших систем, что позволяет методологически правильно определять подходы к решению конкретных проблем. Принципиальной особенностью управления сложной системой является так называемый «принцип необходимого многообразия» – многообразие может быть разрушено только многообразием. Смысл этого утверждения таков: если необходимо, чтобы система перешла в заданное состояние (вид поведения) вне зависимости от внешних помех, то подавить многообразие в ее поведении, т. е. из многообразия ее возможных состояний реализовать заданное, можно только увеличив множество управлений. В качестве простейшего примера можно привести компрессорную скважину – для реализации заданного состояния (дебита) необходимо изменять два параметра – расход рабочего агента и рабочее давление.

В этой связи уместно напомнить английское определение, согласно которому инженер должен уметь в 70-ти случаях из 100 принимать правильные решения при недостаточной информации.

Исходя из этого, изложение материала построено таким образом, чтобы наряду с получением сведений о технике и технологических процессах добычи нефти, читатель одновременно учился планировать проведение технологических мероприятий, оценивать их предполагаемую эффективность, а также реализованный эффект, анализировать получаемые результаты на основе применения соответствующих методов обработки промысловой информации.

Ежегодная добыча нефти и газа со временем, естественно, будет уменьшаться, а требования, предъявляемые к уровню как фундаментальных, так и специальных знаний инженеров, повышаться. Это, в частности, определяется тем, что остаточные запасы надо будет извлекать более совершенными способами, например, физическими, химическими и т. д.

Кроме того, значительно повысятся требования к точности измерений в нефтегазопромысловой науке и практике. Проблемы возникнут и в связи с добычей морской нефти и газа, в особенности в ледовых условиях.

1. ПОДГОТОВКА СКВАЖИН К ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1. Основные понятия

Для правильного понимания всех технологических процессов и явлений, связанных с эксплуатацией нефтяных месторождений и скважин, необходимо уяснить ряд терминов для давлений, которые определяют или влияют на эти технологические процессы.

1.1.1. Статическое давление на забое скважины

Статическое давление – это давление на забое скважины, устанавливающееся после достаточно длительной ее остановки. Оно равно гидростатическому давлению столба жидкости в скважине высотой (по вертикали), равной расстоянию от уровня жидкости до глубины, на которой производится измерение. Обычно за такую глубину принимается середина интервала вскрытой толщины пласта. С другой стороны, это давление равно давлению внутри пласта, вскрытого скважинами, и поэтому оно называется пластовым давлением.

1.1.2. Статический уровень

Уровень столба жидкости, установившийся в скважине после ее остановки при условии, что на него действует атмосферное давление, называется статическим уровнем.

Если устье скважины герметизировано, то обычно в верхней части скважины скапливается газ, создающий некоторое давление на уровень жидкости. В этом случае уровень жидкости не называется статическим, хотя соответствует статическим условиям скважины, и давление на забое скважины равно сумме гидростатического давления столба жидкости и давления газа.

1.1.3. Динамическое давление на забое скважины

Это давление устанавливается на забое во время отбора жидкости или газа из скважины или во время закачки жидкости или газа в скважину. Динамическое давление на забое очень часто называют забойным давлением в отличие от статического, которое называют пластовым давлением. Однако и статическое, и динамическое давления в то же время являются забойными.

1.1.4. Динамический уровень жидкости

Уровень жидкости, который устанавливается в работающей скважине при условии, что на него действует атмосферное давление (межтрубное пространство открыто), называется динамическим уровнем.

При герметизированном затрубном пространстве динамическое давление будет равно сумме гидростатического давления столба жидкости от уровня до забоя и давления газа, действующего на уровень. Высота столба жидкости измеряется по вертикали. Поэтому в наклонных

скважинах при вычислении гидростатических давлений должна делаться соответствующая поправка на кривизну скважины.

1.1.5. Среднее пластовое давление

По среднему пластовому давлению оценивают общее состояние пласта и его энергетическую характеристику, обуславливающую способности и возможности эксплуатации скважин. Статические давления в скважинах, расположенных в различных частях залежи и характеризующие локальные пластовые давления, могут быть неодинаковыми вследствие разной степени выработанности участков пласта, его неоднородности, прерывистости и ряда других причин. Поэтому используют понятие среднего пластового давления. Среднее пластовое давление P_{cp} вычисляют по замерам статических давлений P_i в отдельных скважинах.

Среднее арифметическое давление из m измерений по отдельным скважинам

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^m P_i}{m} \quad (1.1)$$

Эта величина неточно характеризует истинное среднеинтегральное пластовое давление и может от него сильно отличаться, например, при группировке скважин в одной какой-либо части залежи.

Средневзвешенное по площади пластовое давление

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i}{\sum_{i=1}^n f_i} \quad (1.2)$$

где f_i – площадь, приходящаяся на i -ю скважину, P_i – статическое давление в i -й скважине, n – число скважин.

Это давление полнее характеризует энергетическое состояние пласта, однако не учитывает того, что толщина пласта на различных участках различна. Поэтому вводится понятие о средневзвешенном по объему пластовом давлении. Средневзвешенное по объему пласта давление учитывает не только площадь f_i , приходящуюся на каждую скважину, но и среднюю толщину пласта h_i в районе скважины. Таким образом,

$$P_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i f_i h_i}{\sum_{i=1}^n f_i h_i} \quad (1.3)$$

Среднее пластовое давление определяют по картам изобар (линий равных давлений). Для этого измеряют планиметром площадь между каждыми двумя соседними изобарами, рассчитывают среднее пластовое давление на этой площади, как среднее арифметическое из значений давлений двух соседних изобар, и, умножая его на площадь между изобарами, суммируют. Общую сумму делят на суммарную площадь, в пределах которой проводится вычисление. Определенное таким образом среднее давление ничем не отличается от того, которое получается по (1.2), и также является средневзвешенным по площади.

Если на карту изобар наложить карту полей равных толщин, то среднее пластовое давление можно вычислить как средневзвешенное по объему пласта, используя формулу (1.3). В этом случае f_i – часть площади между двумя изобарами с одинаковыми толщинами h_i , P_i – среднее давление между двумя изобарами. Этот способ дает наиболее объективную оценку среднего пластового давления.

1.1.6. Пластовое давление в зоне нагнетания

При поддержании пластового давления воду закачивают в нагнетательные скважины, которые располагают рядами. В зонах расположения нагнетательных скважин в пласте создается повышенное давление. Для характеристики процесса нагнетания и контроля за его динамикой пользуются понятием пластового давления в зоне нагнетания. С этой целью на карте изобар выделяют район размещения нагнетательных скважин, окружая их характерной изобарой, имеющей, например, значение первоначального пластового давления. В пределах этой изобары и определяют пластовые давления, как средневзвешенные по площади, используя формулу (1.2), или как средневзвешенные по объему, используя формулу (1.3) и дополнительно карту полей равных толщин.

1.1.7. Пластовое давление в зоне отбора

За пределами площади, ограниченной характерной изобарой, т. е. в районе добывающих скважин, также определяют среднее пластовое давление одним из трех названных методов и называют его пластовым давлением в зоне отбора. Во всех случаях предпочтительнее пластовое давление определять как средневзвешенное по объему пласта.

1.1.8. Начальное пластовое давление

Среднее пластовое давление, определенное по группе разведочных скважин в самом начале разработки, называется начальным пластовым давлением.

1.1.9. Текущее пластовое давление

В процессе разработки и эксплуатации пластовое давление меняется. Динамика пластового давления является важнейшим источником информации о состоянии объекта эксплуатации. Поэтому в различные

моменты времени определяют среднее пластовое давление и строят графики изменения этого давления во времени. Это давление называют текущим пластовым давлением.

1.1.10. Приведенное давление

Для объективной оценки забойных давлений и возможности их сравнения вводится понятие приведенного давления. Измеренные или вычисленные забойные давления приводятся (пересчитываются) к условной горизонтальной плоскости, которой может быть принята любая плоскость в пределах залежи, абсолютная отметка которой известна.

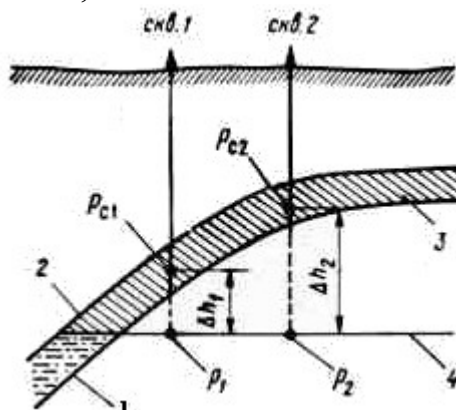


Рис. 1.1. Схема наклонного пласта: 1 – водонасыщенная часть пласта; 2 – первоначальный контакт; 3 – нефтенасыщенная часть; 4 – плоскость приведения

Обычно за плоскость приведения принимают плоскость, проходящую через первоначальный водонефтяной контакт, абсолютная отметка которого определяется при разведке месторождения. Если забои скважин сообщаются через проницаемый пласт, то в них устанавливаются одинаковые приведенные статические давления.

Приведенное давление (рис. 1.1) в скв. 1

$$P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1,$$

а приведенное давление в скв. 2 будет

$$P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2,$$

ρ_n – плотность нефти в пластовых условиях; g – ускорение силы тяжести; $\Delta h_1, \Delta h_2$ – разности гипсометрических отметок забоев скв. 1, 2 и плоскости приведения.

Если водонефтяной контакт поднялся на Δz , а плоскость приведения осталась прежней, то приведенные давления

$$\text{для скв. 1} \quad P_1 = P_{c1} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_1 + \rho_b \cdot g \cdot \Delta z, ,$$

$$\text{для скв. 2} \quad P_2 = P_{c2} + \rho_n \cdot g \cdot \Delta h_2 + \rho_b \cdot g \cdot \Delta z, .$$

Здесь Δh_1 и Δh_2 – разность отметок забоев скважин и текущего положения водонефтяного контакта; ρ_v – плотность воды в пластовых условиях.

Кроме перечисленных давлений необходимо знать также давления на линии нагнетания и на линии отбора. Определение этих понятий будет дано в 3 главе при изложении методов поддержания пластового давления.

1.2. Приток жидкости к скважине

Приток жидкости, газа, воды или их смесей к скважинам происходит в результате установления на забое скважин давления меньшего, чем в продуктивном пласте. Течение жидкости к скважинам исключительно сложно и не всегда поддается расчету. Лишь при геометрически правильном размещении скважин (линейные или кольцевые ряды скважин и правильные сетки), а также при ряде допущений (постоянство толщины, проницаемости и других параметров) удастся аналитически рассчитать дебиты этих скважин при заданных давлениях на забоях или, наоборот, рассчитать давление при заданных дебитах. Однако вблизи каждой скважины в однородном пласте течение жидкости становится близким к радиальному. Это позволяет широко использовать для расчетов радиальную схему фильтрации.

Скорость фильтрации, согласно закону Дарси, записанному в дифференциальной форме, определяется следующим образом:

$$v = -\frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr}, \quad (1.4)$$

где k – проницаемость пласта; μ – динамическая вязкость; dp/dr – градиент давления вдоль радиуса (линии тока).

По всем линиям тока течение будет одинаковое. Другими словами, переменные, которыми являются скорость фильтрации и градиент давления, при изменении угловой координаты (в случае однородного пласта) останутся неизменными, что позволяет оценить объемный расход жидкости q как произведение скорости фильтрации на площадь сечения пласта. В качестве площади может быть взята площадь сечения цилиндра $2\pi rh$ произвольного радиуса r , проведенного из центра скважины, где h – действительная толщина пласта, через который происходит фильтрация.

Тогда

$$q = 2\pi rhv = -2\pi rh \frac{k}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \dots \quad (1.5)$$

Обозначим $\frac{kh}{\mu} = \varepsilon$.

В общем случае предположим, что ε – гидропроводность – изменяется вдоль радиуса r , но так, что на одинаковых расстояниях от оси скважины вдоль любого радиуса величины ε одинаковые. Это случай так называемой кольцевой неоднородности.

Предположим, что ε задано в виде известной функции радиуса, т. е.

$$\frac{kh}{\mu} = \varepsilon(r) . \quad (1.6)$$

Вводя (1.6) в (1.5) и разделяя переменные, получим

$$\frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot dp . \quad (1.7)$$

Дифференциальное уравнение (1.7) с разделенными переменными может быть проинтегрировано, если задана функция $\varepsilon(r)$. В частности, если гидропроводность не зависит от радиуса и постоянна, то (1.7) легко интегрируется в пределах области фильтрации, т. е. от стенок скважины r_c с давлением P_c до внешней окружности R_k , называемой контуром питания, на котором существует постоянное давление P_k . Таким образом,

$$\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^{P_k} dp , \quad (1.8)$$

При $\varepsilon = \text{const}$ будем иметь

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot (\ln R_k - \ln r_c) = \frac{2\pi}{q} \cdot (P_k - P_c) . \quad (1.9)$$

Решая (1.9) относительно q , получим классическую формулу притока к центральной скважине в круговом однородном пласте:

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)} . \quad (1.10)$$

Если (1.8) проинтегрировать при переменных верхних пределах r и P , то получим формулу для распределения давления вокруг скважины:

$$\int_{r_c}^r \frac{dr}{r\varepsilon} = -\frac{2\pi}{q} \cdot \int_{P_c}^P dp . \quad (1.11)$$

После интегрирования, подстановки пределов и алгебраических преобразований имеем

$$\frac{1}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{r}{r_c} = \frac{2\pi}{q} \cdot (P - P_c) . \quad (1.12)$$

Решая уравнение относительно $p(r)$ и подставляя (1.10) в (1.12), получим уравнение распределения давления вокруг скважины:

$$P(r) = P_c + (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{r}{r_c}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (1.13)$$

Если в (1.8) в качестве переменных пределов принять не верхние, а нижние пределы, то выражение для $p(r)$ можно записать в другом виде:

$$P(r) = P_k - (P_k - P_c) \cdot \frac{\ln \frac{R_k}{r}}{\ln \frac{R_k}{r_c}}. \quad (1.14)$$

Подставляя в (1.13) или (1.14) R_k вместо переменного радиуса r , получим $P(R_k) = P_k$; при $r = r_c$ имеем другое граничное условие:

$$P(r_c) = P_c.$$

Таким образом, граничные условия выполняются. Из (1.13) и (1.14) следует, что функция $P(r)$ является логарифмической, т. е. давление вблизи стенок скважины изменяется сильно, а на удаленном расстоянии – слабо. Это объясняется увеличением скоростей фильтрации при приближении струек тока к стенкам скважины, на что расходуется больший перепад давления.

Рассмотрим случай радиального притока в скважину при произвольно изменяющейся вдоль радиуса гидропроводности.

Проинтегрируем в (1.8) правую часть и перепишем результат следующим образом:

$$q = \frac{2\pi \cdot (P - P_c)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{1}{r \cdot \varepsilon(r)} dr}. \quad (1.15)$$

Подынтегральная функция

$$y(r) = \frac{1}{r\varepsilon(r)}. \quad (1.16)$$

может быть построена графически по заданным значениям ε для различных радиусов и проинтегрирована в пределах от r_c до R_k любым методом приближенного интегрирования или измерением планиметром площади под кривой $y(r)$ в заданных пределах.

В некоторых случаях добывающая скважина дренирует одновременно несколько пропластков с различными проницаемостями, толщинами, вязкостями нефти, а также пластовыми давлениями. Однако приток в такой сложной системе будет происходить при одинаковом забойном давлении (приведенном). При этом некоторые пропластки с мень-

шим пластовым давлением, чем на забое скважины, способны поглощать жидкость. В любом случае общий приток такого многослойного пласта будет равен алгебраической сумме притоков из каждого пропластка:

$$q = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_1^n q_i. \quad (1.17)$$

Формулы радиального притока, вследствие их простоты, часто используются в инженерных расчетах. При этом погрешности в оценке исходных параметров, таких как k , h , μ , $(P_k - P_c)$, непосредственно влияют на величину q . Что касается величин R_k и r_c , то, поскольку они находятся под знаком логарифма, в отношении их допустимы значительные погрешности.

Пример. Допустим истинное значение $R_k = 100$ м, а в расчете по ошибке было принято $R_k = 1000$ м, т. е. допущена 10-кратная ошибка. Тогда истинный приток

$$q_{\text{ист}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(100/0,1)}, \quad (1.18)$$

где $r_c = 0,1$ м.

Расчетный приток

$$q_{\text{расч}} = \frac{2\pi kh \cdot (P_k - P_c)}{\mu \cdot \ln(1000/0,1)}. \quad (1.19)$$

Сравнение производим при прочих равных условиях, деля (1.18) на (1.19):

$$\frac{q_{\text{ист}}}{q_{\text{расч}}} = \frac{\ln(10000)}{\ln(1000)} = \frac{4}{3}. \quad (1.20)$$

Откуда $q_{\text{расч}} = 3/4 q_{\text{ист}}$. Т. е. расчетный дебит будет составлять 75 % истинного дебита.

При применении формулы радиального притока для скважины, расположенной среди других добывающих скважин, за R_k принимают половину расстояния до соседних скважин или средневзвешенную по углу величину этого расстояния. Формула радиального притока часто используется для определения гидропроводности по известным дебиту и давлениям.

Поскольку формулы описывают радиальную фильтрацию в пласте, то в них необходимо подставлять значение вязкости нефти при пластовых условиях, то есть при пластовых температуре и давлении с учетом соответствующего количества растворенного газа. Вычисленный дебит q (объемный расход жидкости) также получается при пластовых условиях. Для перевода дебита к нормальным поверхностным условиям необходимо вычисленный дебит разделить на объемный коэффициент пластовой жидкости.

1.3. Режимы разработки нефтяных месторождений

Фильтрация жидкости по пласту к забоям скважин – к точкам наиболее низкого давления осуществляется за счет пластовой энергии. Жидкость под действием пластового давления находится в сжатом состоянии. В процессе эксплуатации месторождения, как правило, пластовое давление падает. Поэтому важно извлечь запасы нефти из пласта, до того как давление снизится и станет невозможно поддерживать необходимые депрессии.

За изменением пластового давления постоянно следят и при быстром его снижении применяют искусственные методы воздействия на залежь и, в частности, методы поддержания пластового давления. Темп снижения пластового давления, характеризующего энергетические ресурсы пласта, зависит от темпа отбора пластовой жидкости: нефти, воды и газа, который обусловлен проектом разработки месторождения, и от того осуществляется или нет поддержание пластового давления. Это искусственные факторы. С другой стороны, запас пластовой энергии, величина начального пластового давления и темп его снижения зависят и от природных – естественных факторов:

- наличия газовой шапки, энергия расширения которой используется при разработке месторождения;
- запаса упругой энергии в пластовой системе;
- содержания растворенного в нефти газа, энергия расширения которого приводит к перемещению пластовых жидкостей и газов к забоям скважин;
- наличия источника регулярного питания объекта разработки пластовой законтурной водой и интенсивность замещения этой водой извлекаемой из пласта нефти;
- гравитационного фактора, который эффективно может способствовать вытеснению нефти в пластах с большими углами падения.

Перечисленные факторы, определяющиеся природными условиями, связаны с процессом формирования месторождения и не зависят от технолога. Одни из этих факторов могут иметь определяющую роль в процессах разработки, другие подчиненную роль.

Капиллярно-поверхностные силы особенно существенны в пористых средах с большой удельной поверхностью способствуют, а чаще тормозят фильтрацию пластовой жидкости и поэтому в совокупности с перечисленными факторами определяют интенсивность притока жидкости к забоям скважин.

Совокупность всех естественных и искусственных факторов, определяющих процессы, проявляющиеся в пористом пласте при его дренировании системой эксплуатационных и нагнетательных скважин, принято называть режимом пласта. Выделяют пять режимов:

- водонапорный (естественный и искусственный),
- упругий,
- газонапорный (режим газовой шапки),
- режим растворенного газа,
- гравитационный.

От правильной оценки режима дренирования зависят технологические нормы отбора жидкости из скважин, предельно допустимые динамические забойные давления, выбор расчетно-математического аппарата для прогнозирования гидродинамических показателей разработки, определения объемов добычи жидкости и газа, расчета процесса обводнения скважин, а также и тех мероприятий по воздействию на залежь, которые необходимы при разработке для достижения максимально возможного конечного коэффициента нефтеотдачи.

Однако определить режим залежи не всегда просто, так как в ряде случаев многие факторы, определяющие режим, проявляются одновременно.

Рассмотрим идеализированные условия, когда тот или иной режим проявляется в «чистом виде», т. е. когда изменения в залежи в процессе ее разработки обусловлены действием только одного режима, а проявление других режимов либо отсутствует вовсе, либо столь незначительно, что им возможно пренебречь.

1.3.1. Водонапорный режим

При этом режиме фильтрация нефти происходит под действием давления краевых или законтурных вод, имеющих регулярное питание (пополнение) с поверхности за счет талых или дождевых вод или за счет непрерывной закачки воды через систему нагнетательных скважин.

Условие существования водонапорного режима

$$P_{\text{пл}} > P_{\text{нас}},$$

где $P_{\text{пл}}$ – среднее пластовое давление, $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения.

При этом условии свободного газа в пласте нет и фильтруется только нефть или нефть с водой. Проницаемый пласт 2 (рис. 1.2) обеспечивает гидродинамическую связь области отбора нефти 1 с областью питания 3, которой может служить естественный водоем – русло реки. В результате процессов складкообразования пористый и проницаемый пласты могут получить выход на дневную поверхность в районе, например, речного русла 3, из которого происходит непрерывная подпит-

ка пласта водой при отборе нефти через скважины 4. Пласт-коллектор должен иметь достаточную проницаемость на всем протяжении от залежи до мест поглощения поверхностных вод. Это и обуславливает активность законтурной воды.

Как правило, пластовое давление в подобных залежах равно гидростатическому давлению столба воды высотой, равной глубине залегания пласта. Причем давление после некоторого снижения в начальной стадии разработки остается в дальнейшем практически постоянным при установленных темпах отбора жидкости (2 – 8 % от извлекаемых запасов в год).

При водонапорном режиме извлечение нефти сопровождается ее замещением законтурной или нагнетаемой водой, что объясняет достаточно стабильные во времени дебиты скважин,

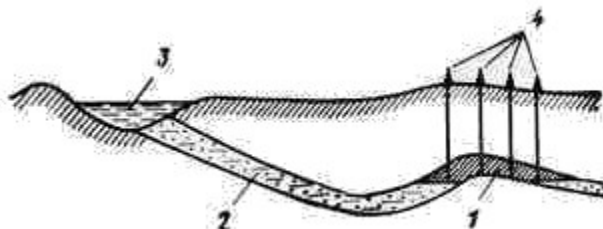


Рис. 1.2. Схема геологических условий существования естественного водонапорного режима

пластовое давление и газовый фактор. Стабильность газового фактора обусловлено еще и тем, что при $R_{пл} > R_{нас}$ выделения газа в пласте не происходит, поэтому с каждой тонной нефти добывают только то количество газа, которое было в ней растворено при пластовых условиях (рис. 1.3). Обводнение скважины происходит относительно быстро. Однако при сильной слоистой неоднородности пласта обводнение скважин может растягиваться во времени, так как по хорошо проницаемым просям пластовая вода быстро достигает забоев скважин, а по плохо проницаемым – медленно. При водонапорном режиме происходит достаточно эффективное вытеснение нефти и достигаются наиболее высокие коэффициенты нефтеотдачи.

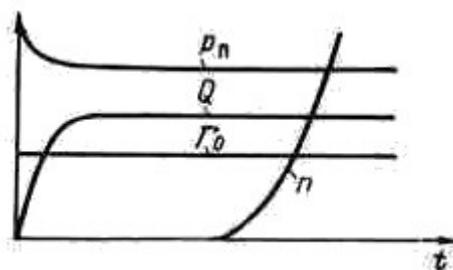


Рис. 1.3. Изменение во времени основных характеристик водонапорного режима

В отличие от естественного водонапорного режима при искусственном непрерывный напор воды, вытесняющей нефть, создают ее нагнетанием с поверхности через систему нагнетательных скважин. В таком случае пласт-коллектор не обязательно должен иметь выход на дневную поверхность для получения непрерывного питания.

При водонапорном режиме количество отобранной жидкости из залежи (нефть, вода) всегда равно количеству вторгшейся в залежь законтурной воды в пластовых термодинамических условиях.

Перераспределение давления в пласте, которое происходит при изменении отборов жидкости из скважин, должно при этом режиме происходить быстро (теоретически мгновенно), поэтому этот режим еще называют жестким. Депрессионная воронка вокруг скважины устанавливается также мгновенно. Этот режим теоретически изучен наиболее полно. В настоящее время более 80 % всей добываемой нефти получается из месторождений, разрабатываемых в условиях водонапорного режима (главным образом искусственного).

1.3.2. Упругий режим

При этом режиме вытеснение нефти происходит под действием упругого расширения самой нефти, окружающей нефтяную залежь воды и скелета пласта. Обязательным условием существования этого режима (как и водонапорного) является превышение пластового давления над давлением насыщения ($P_{пл} > P_{нас}$). Пласт должен быть замкнутым, но достаточно большим, чтобы его упругой энергии хватило для извлечения основных запасов нефти.

Объемный коэффициент упругости среды определяется как доля первоначального объема этой среды, на которую изменяется этот объем при изменении давления на единицу, т. е.

$$\beta = -\frac{\Delta V}{V \cdot \Delta P}, \quad (1.21)$$

где ΔV – приращение объема (за счет упругого расширения);

ΔP – приращение давления (понижение давления); V – первоначальный объем среды.

Поскольку отрицательному приращению давления соответствует положительное приращение объема, то впереди ставится знак минус.

Твердый скелет пористого пласта при изменении внутреннего давления деформируется вследствие изменения объема самих частиц оседания кровли пласта при уменьшении внутрислоевого давления, что приводит к уменьшению пористости и к дополнительному вытеснению жидкости. Из экспериментальных данных известно:

$$\text{для воды } \beta_{\text{в}} = (2,7 \div 5) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}};$$

$$\text{для нефти } \beta_{\text{н}} = (7 \div 30) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}};$$

$$\text{для породы } \beta_{\text{п}} = (0,3 \div 2) \cdot 10^{-10} \frac{1}{\text{Па}}.$$

Обычно для оценки сжимаемости пласта пользуются приведенным коэффициентом сжимаемости, который называют коэффициентом упругости пласта. Это усредненный коэффициент объемной сжимаемости некоторой фиктивной среды, имеющей объем, равный объему реального пласта с насыщающими его жидкостями, совокупное упругое приращение которых равно упругому приращению объема фиктивной среды.

Согласно определению можно найти упругие приращения объемов воды, нефти и породы для единичного элемента объема пласта

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_{\text{в}} \cdot V_{\text{в}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{н}} \cdot V_{\text{н}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{п}} \cdot V_{\text{п}} \cdot \Delta P. \quad (1.22)$$

где V – объем фиктивной среды, равный сумме объемов воды, нефти и твердого скелета пласта; $V_{\text{п}}$, $V_{\text{в}}$, $V_{\text{н}}$ – общие объемы твердого скелета пласта и насыщающих его воды и нефти соответственно; β^* – приведенный коэффициент упругости пласта.

Обозначая m , $\alpha_{\text{в}}$, $\alpha_{\text{н}}$ соответственно пористость, водо- и нефтенасыщенность пласта, можем вместо (1.22) записать

$$\beta^* \cdot V \cdot \Delta P = \beta_{\text{в}} \cdot V \cdot m \cdot \alpha_{\text{в}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{н}} \cdot V \cdot m \cdot \alpha_{\text{н}} \cdot \Delta P + \beta_{\text{п}} \cdot V \cdot (1 - m) \cdot \Delta P, \quad (1.23)$$

или

$$\beta^* = m \cdot (\beta_{\text{в}} \cdot \alpha_{\text{в}} + \beta_{\text{н}} \cdot \alpha_{\text{н}}) + \beta_{\text{п}} \cdot (1 - m). \quad (1.24)$$

Это и будет наиболее общее выражение для приведенного объемного коэффициента упругости пластовой системы.

Упругий режим, относящийся к режиму истощения, существенно неустановившийся. Давление в пласте по мере отбора жидкости падает. Для него характерны непрерывно разрастающаяся вокруг скважины воронка депрессии, систематическое падение дебита во времени при сохранении постоянства депрессии или систематическое увеличение депрессии во времени при сохранении дебита. Однако во всех случаях при упругом режиме газовый фактор должен оставаться постоянным по тем же причинам, что и при водонапорном режиме. Темп падения среднего пластового давления может быть различным в зависимости от общего запаса упругой энергии в пласте (от размеров окружающего залежь водного бассейна).



Рис. 1.4. Изменение во времени безразмерного среднеинтегрального пластового давления при упругом режиме

Несложно вывести приближенную формулу, описывающую падение безразмерного среднеинтегрального пластового давления \bar{P} при упругом режиме во времени t , при постоянном темпе отбора жидкости ($q = \text{const}$). Можно получить аналогичную формулу при переменном темпе отбора, когда функция изменения темпа отбора задана, например линейно возрастает или изменяется по любому другому закону. При $q = \text{const}$ изменение давления $\bar{P}(t)$ соответствует прямолинейному закону, т. е. прямой линии, но не проходящей через начало координат. При переменном темпе отбора закон изменения среднеинтегрального давления в пласте будет криволинейный.

Геологическими условиями, благоприятствующими существованию упругого режима, являются:

- залежь закрытая, не имеющая регулярного питания;
- обширная водонасыщенная зона, находящаяся за пределами контура нефтеносности; отсутствие газовой шапки;
- наличие эффективной гидродинамической связи нефтенасыщенной части пласта с законтурной областью;
- превышение пластового давления над давлением насыщения.

Чтобы при приемлемом темпе снижения среднего давления в пласте $P_{пл}$ за разумные сроки отобрать запасы нефти, нужно иметь очень большое отношение объема упругой системы к геологическим запасам нефти.

При разработке залежи в условиях упругого режима быстрое понижение давления происходит в пределах самой залежи, а во всей системе, питающей залежь упругой энергией давления (в законтурной области), снижается медленно.

Из сказанного не следует, что упругий режим и связанные с ними процессы играют незначительную роль при добыче нефти. При определенных благоприятных условиях весь запас нефти может быть извлечен за счет упругого режима (при большой упруго-водонапорной системе). Последний играет существенную роль при переходных процессах, возникающих в результате изменения режимов работы скважин. При этом в пласте происходят затяжные процессы перераспределения давления, протекающие по законам упругого режима.

1.3.3. Режим газовой шапки

Этот режим проявляется в таких геологических условиях, при которых источником пластовой энергии является упругость газа, сосредоточенного в газовой шапке. Для этого необходимо, чтобы залежь была изолирована по периферии непроницаемыми породами или тектоническими нарушениями. Законтурная вода, если она имеется, не должна быть активной. Нефтяная залежь должна находиться в контакте с газовой шапкой. При таких условиях начальное пластовое давление будет равно давлению насыщения, так как дренирование залежи происходит при непрерывном расширении газовой шапки и нефть постоянно находится в контакте с газом.

Темп изменения среднего пластового давления при разработке такой залежи может быть различным в зависимости от темпов разработки и от соотношения объемов газовой шапки и нефтенасыщенной части залежи.

Такую залежь можно рассматривать как сосуд с жидкостью и газом, причем отбор жидкости сопровождается расширением газа. На рис. 1.5 представлены результаты расчетов поведения пластового давления во времени в процессе разработки залежи в режиме газовой шапки.

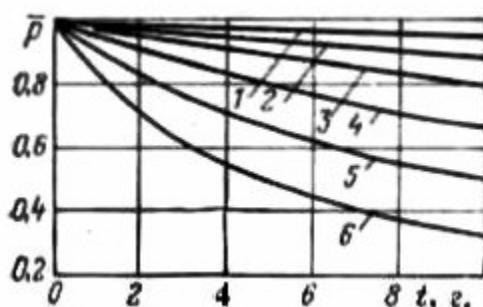


Рис. 1.5. Изменение во времени безразмерного среднего интегрального пластового давления при разных соотношениях объема нефтяной оторочки и газовой шапки:

$$1 - n = 0,25; 2 - n = 0,5; 3 - n = 1; 4 - n = 2; 5 - n = 4; 6 - n = 8$$

Из рисунка видно, что изменение пластового давления происходит по криволинейному закону и темп падения давления тем больше, чем меньше объем газовой шапки по отношению к объему нефтяной части залежи (чем больше n). При объеме нефти в залежи, в четыре раза превышающем объем начальной газовой шапки, через десять лет давление снизится на 50 % ($P = 0,5$). Тогда как при объеме нефти, составляющем 0,25 от объема газовой шапки, к тому же времени давление снизится только на 5,8 %.

Таким образом, разработка месторождения при режиме газовой шапки неизбежно сопровождается падением пластового давления со всеми вытекающими из этого последствиями (уменьшение дебитов, сокращение периода фонтанирования, переход нефтяных скважин на газ и др.). В реальных условиях разработка такого месторождения может быть осуществлена в условиях смешанного режима с помощью искусственного поддержания пластового давления закачкой воды в законтурную область или закачкой газа в газовую шапку. Конечная нефтеотдача в условиях режима газовой шапки не достигает тех величин, что при режимах вытеснения нефти водой, и не превышает по приблизительным оценкам 0,4–0,5.

Для этого режима характерен закономерный рост газового фактора и переход скважин на добычу чистого газа по мере выработки запасов нефти и расширения газовой шапки. Режим газовой шапки в общем имеет подчиненное значение и сравнительно небольшое распространение. Продукция скважин, как правило, безводная.

1.3.4. Режим растворенного газа

Дренирование залежи нефти с непрерывным выделением из нефти газа и переходом его в свободное состояние, увеличением за счет этого объема газонефтяной смеси и фильтрации этой смеси к точкам пониженного давления (забои скважин) называется режимом растворенного газа. Источником пластовой энергии при этом режиме является упругость газонефтяной смеси.

Условия существования режима растворенного газа следующие:

- $P_{пл} < P_{нас}$ (пластовое давление меньше давления насыщения);
- отсутствие законтурной воды или наличие неактивной законтурной воды;
- отсутствие газовой шапки;
- геологическая залежь должна быть запечатана.

При этих условиях пластовая энергия равномерно распределена во всем объеме нефтенасыщенной части пласта. При таком режиме правомерен принцип равномерного размещения скважин по площади залежи.

Рассмотрим законы изменения среднего пластового давления в залежи в условиях режима растворенного газа. Примем, что начальное среднее пластовое давление равно давлению насыщения (абсолютному), т. е. $P_{нач} = P_{нас}$.

Полагая, что линейный закон растворимости газа Генри при изменении давления от $P_{нач}$ до P справедлив, можно определить объем выделившегося газа из объема нефти V_n при понижении давления.

$$V = \alpha \cdot (P_{\text{нач}} - P) \cdot V_{\text{н}} \quad (1.25)$$

где α – коэффициент растворимости, приведенный к стандартным условиям; V – объем выделившегося газа, также приведенный к стандартным условиям. Этот объем следует привести к пластовому текущему давлению P и температуре T , используя уравнение состояния.

Выделившийся свободный газ будет равномерно распределен в нефти, образуя газонефтяную смесь. Поскольку объем смеси будет больше объема пор пласта, то ее избыток будет фильтроваться к забоям скважин. Предположим, что в начальный момент поры пласта заполнены только нефтью, так что $V_{\text{пор}} = V_{\text{н}}$ (наличие связанной воды не меняет конечных результатов). Следовательно при снижении давления из общего объема пор пласта $V_{\text{пор}}$ должна выделиться смесь, объем которой $V_{\text{вс}}$ будет равен разности

$$V_{\text{вс}} = V_{\text{см}} - V_{\text{пор}} = V_{\text{н}} \cdot \left[1 + \frac{\alpha \cdot (P_{\text{нач}} - P) \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p}{P \cdot T_0} \right] - V_{\text{н}}$$

Этот объем будет состоять из нефти и газа.

Определим долю нефти в смеси, как отношение объема всей нефти в пласте к объему всей образовавшейся смеси, т. е.

$$\alpha_{\text{н}} = \frac{V_{\text{н}}}{V_{\text{см}}} \quad (1.26)$$

Это среднее содержание жидкой фазы – нефти в смеси. Но необходимо различать: α_1 – долю жидкой фазы в выделившейся из пор смеси и долю жидкой фазы в смеси α_2 , остающейся в порах пласта на данной стадии разработки.

Доля нефти в выделившейся смеси (α_1) всегда значительно меньше доли нефти в остающейся смеси (α_2). Это объясняется следующим:

1. Вязкость газа значительно меньше вязкости нефти, поэтому, обладая большей подвижностью, он скорее достигает забоя скважины.

2. В результате дегазации нефти ее вязкость увеличивается, а следовательно, уменьшается подвижность.

3. С увеличением газонасыщенности пористой среды фазовая проницаемость для газа возрастает, а для нефти уменьшается (согласно кривым фазных или относительных проницаемостей).

Перечисленные факторы приводят к уменьшению жидкой фазы в выделившейся из пор газожидкостной смеси, другими словами, к росту газового фактора. Предположим, что доля нефти в выделившейся смеси в k раз меньше, чем ее среднее значение. Продолжая выкладки, можно получить следующую формулу, описывающую изменение среднеинтегрального пластового давления во времени при эксплуатации месторождения на режиме растворенного газа:

$$\bar{P} = \frac{P}{P_{\text{нач}}} = \frac{\alpha \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p \cdot (1 - k\eta\delta t)}{T_0 \cdot k\eta\delta t + \alpha \cdot P_0 \cdot T \cdot z_p \cdot (1 - k\eta\delta t)} \quad (1.27)$$

По формуле (1.27) произведем численную оценку безразмерного пластового давления \bar{P} и его изменение во времени. Результаты расчета представлены на рис. 1.6.

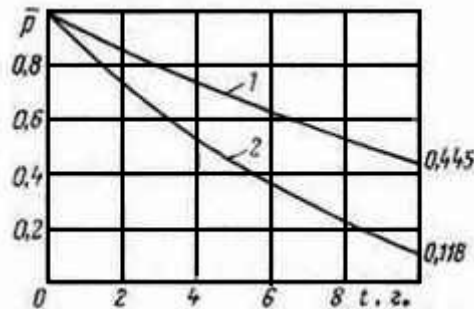


Рис. 1.6. Изменение во времени безразмерного среднего интегрального пластового давления при режиме растворенного газа:

$$1 - k = 2; \quad 2 - k = 4$$

Как видим, закон падения явления – криволинейный. К исходу 10 лет эксплуатации месторождения при $k = 2$ и отборе 5 % от извлекаемых запасов в год пластовое давление должно упасть на 55,5 % и составить 44,5 % от первоначального, равного давлению насыщения (см. рис. 1.6, линия 1). За это время ($t = 10$ лет) будет отобрано 50 % извлекаемых запасов, которые составляют 40 % геологических (при $\eta = 0,4$). При $k = 4$ то же давление через 10 лет составит 11,8 % от первоначального. Из формулы (1.27) следует также, что при больших t (время разработки) выражение, стоящее в круглых скобках, может стать отрицательным. Это означает, что пластовое давление P будет отрицательным. Физически это невозможно. Поэтому полное истощение месторождения наступает при $k\eta\delta t = 1$.

Режим растворенного газа характеризуется быстрым падением пластового давления и закономерным увеличением газового фактора, который на определенной стадии разработки достигает максимума, а затем начинает падать в результате общего истощения и полной дегазации месторождения. Режим отличается самым низким коэффициентом нефтеотдачи, в редких случаях достигающим значений 0,25. Без искусственного воздействия на залежь (например, закачкой воды или другими методами) режим считается малоэффективным. Однако в начальные периоды разработки скважины бурно фонтанируют, хотя и непродолжительное время. При дренировании залежи в условиях режима растворенного газа (при отсутствии искусственного воздействия) вода в продукции скважин отсутствует.

1.3.5. Гравитационный режим

Гравитационным режимом дренирования залежей нефти называют такой режим, при котором фильтрация жидкости к забоям скважин происходит при наличии «свободной поверхности». Свободной поверхностью называют поверхность фильтрующей жидкости или газонефтяной контакт, устанавливающийся в динамических условиях фильтрации, на котором давление во всех точках остается постоянным. Этот режим называют еще иногда безнапорным, хотя это принципиально не точно.

Гравитационный режим может возникнуть в любой залежи на последней стадии ее разработки как естественное продолжение режима растворенного газа. Наглядным и в то же время точным примером дренирования в условиях гравитационного режима может служить высачивание воды по периметру конической кучи песка, предварительно смоченного водой. При гравитационном режиме скважины имеют углубленный забой-зумф для накопления нефти и погружения в него насоса.

Из определения этого режима следует, что если в затрубном пространстве такой скважины существует атмосферное давление, то такое давление установится на всей свободной поверхности, разделяющей нефтенасыщенную и газонасыщенную части пласта, и фильтрация жидкости в скважину будет происходить только под действием разности уровней жидкостей в удаленной части пласта и непосредственно на стенде скважины. При избыточном давлении в затрубном пространстве скважины фильтрация жидкости по-прежнему будет происходить под воздействием разности уровней жидкости, так как это давление устанавливается на всей свободной поверхности.

Гравитационный режим может иметь решающее значение при шахтных методах добычи нефти. В горизонтальных пластах его эффективность чрезвычайно мала. Скважины характеризуются очень низкими, но устойчивыми дебитами. Однако в крутопадающих пластах эффективность гравитационного режима увеличивается. Этот режим практического значения в процессах нефтедобычи по существу не имеет и важен только для понимания процессов, происходящих в нефтяных залежах при их разработке.

1.4. Основные требования к конструкциям скважин

Пробуренные нефтедобывающие скважины обычно эксплуатируются несколько десятков лет. В течение этого времени месторождение проходит различные стадии разработки – от начальной, когда добыва-

ется безводная нефть и, как правило, фонтанным способом, до последних стадий, когда добывается в больших количествах сильно обводненная продукция механизированным способом. Пластовое давление в процессе разработки также снижается, и поэтому на последующих этапах приходится извлекать большие объемы жидкости при низких динамических уровнях. В ряде случаев в результате накопления информации о неоднородности пласта и расчлененности его на самостоятельные пропластки выявляется необходимость их отдельной эксплуатации или отдельной закачки воды в разные пропластки через одну и ту же скважину. Надежно определить условия эксплуатации данной скважины на весь период ее работы не представляется возможным. Однако чем лучше конструкция скважин соответствует всему возможному разнообразию условий их работы в будущем, тем легче выбрать оборудование для оптимальных условий эксплуатации как отдельных скважин, так и месторождений в целом на разных стадиях его разработки. В связи с этим особое значение приобретает диаметр эксплуатационной колонны. Часто именно он ограничивает подачу насосного оборудования для откачки больших объемов жидкости или специального оборудования для отдельной эксплуатации пластов.

В связи с этим нельзя не отметить, что в ряде случаев экономия, достигаемая при бурении скважин малого или уменьшенного диаметра, оборачивается убытками вследствие невозможности оптимальной эксплуатации таких скважин на последующих этапах разработки месторождения.

Конструкция крепления скважины определяется геологическими и техническими факторами с учетом ее длительной эксплуатации. Важным элементом конструкции скважины является конструкция призабойной части.

1.5. Конструкция оборудования забоев скважин

В любом случае конструкция забоя скважины должна обеспечивать:

- механическую устойчивость призабойной части пласта, доступ к забою скважин спускаемого оборудования, предотвращение обрушения породы;
- эффективную гидродинамическую связь забоя скважины с нефтенасыщенным пластом;
- возможность избирательного вскрытия нефтенасыщенных и изоляцию водо- или газонасыщенных пропластков, если из последних не намечается добыча продукции;

- возможность избирательного воздействия на различные пропластки или на отдельные части (по толщине) монолитного пласта;
- возможность дренирования всей нефтенасыщенной толщины пласта.

Геологические и технологические условия разработки месторождений различны, поэтому существует несколько типовых конструкций забоев скважин.

1. При открытом забое (рис. 1.7, *а*) башмак обсадной колонны цементируется перед кровлей пласта. Затем пласт вскрывается долотом меньшего диаметра, причем ствол скважины против продуктивного пласта оставляется открытым. Такая конструкция возможна при достаточно устойчивых горных породах; при сравнительно однородном пласте, не переслаиваемом глинами, склонными к набуханию и обрушению без газоносных и водоносных прослоев; при наличии до вскрытия пласта достаточно точных данных об отметках кровли и подошвы продуктивного пласта; при относительно малой толщине пласта, оставляемого без крепления, а также в том случае, если при эксплуатации такой скважины не может возникнуть необходимость избирательного воздействия на отдельные пропластки.

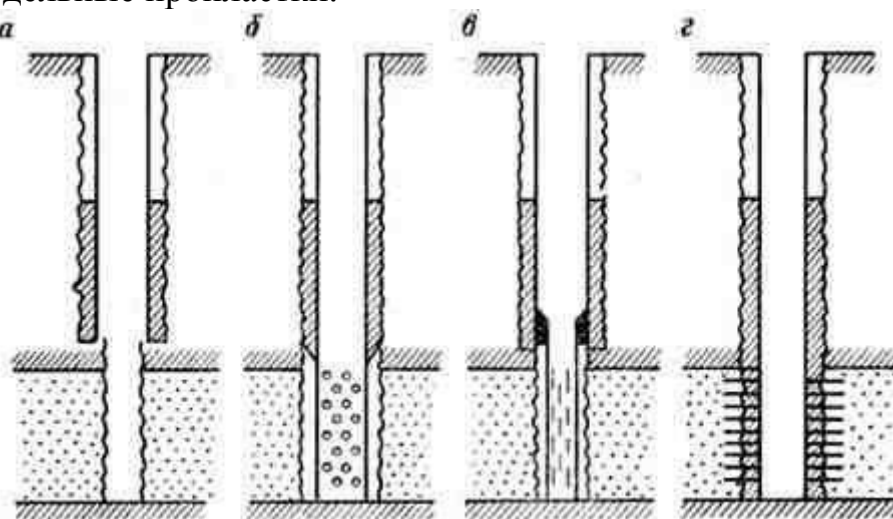


Рис. 1.7. Способы вскрытия пласта:

а – открытый забой; *б* – забой, перекрытый хвостовиком колонны, перфорированным перед ее спуском; *в* – забой с фильтром; *г* – перфорированный забой

Существенным достоинством открытого забоя является его гидродинамическая эффективность. Скважина с открытым забоем принимается за эталон и ее коэффициент гидродинамического совершенства принимается равным единице. Вместе с тем, невозможность избирательного вскрытия нужных пропластков и избирательного воздействия на них вместе с постоянной угрозой обвалов в призабойной зоне при

создании больших депрессий сильно ограничивают возможности использования открытого забоя. Поэтому менее 5 % всего фонда скважин имеют открытый забой.

2. Если забой скважины оборудован фильтром, то возможны два варианта конструкции. Первый вариант (рис. 1.7, б): скважина бурится сразу до подошвы пласта, крепится обсадной колонной с заранее на сверленными отверстиями в нижней части, приходящимися против продуктивной толщи пласта, затем выше кровли пласта колонна цементируется по способу манжетной заливки. Пространство между перфорированной частью колонны и вскрытой поверхностью пласта остается открытым.

Условия применения такой конструкции по существу одинаковы с условиями для применения открытого забоя. Однако в этом случае более надежно крепление забоя и гарантируется сохранение полного диаметра колонны до самого забоя даже в случаях частичного обрушения пород в призабойной части.

Второй вариант (рис. 1.7, в): башмак обсадной колонны спускается до кровли пласта и цементируется. В открытой части пласта находится фильтр с мелкими круглыми или щелевидными отверстиями. Кольцевое пространство между верхней частью фильтра и низом обсадной колонны герметизируется специальным сальником или пакером. Основное назначение фильтров – предотвращение поступления песка в скважину. Одно время широкое применение нашли фильтры с продольными щелевыми отверстиями длиной 50–80 мм и шириной 0,8–1,5 мм.

Кроме того, применялись так называемые кольцевые фильтры, в которых щели создавались между торцами металлических колец, одеваемых на перфорированную трубу. Между торцами колец в нескольких точках по периметру устанавливались прокладки из калиброванной металлической ленты, определявшие ширину кольцевых щелей. В ряде случаев использовались гравийные фильтры, представляющие собой две перфорированные мелкими отверстиями концентрично расположенные трубы. В кольцевое пространство между трубами утрамбовывался отсортированный гравий диаметром 4–6 мм, который и являлся основным фильтрующим элементом, задерживающим пластовый песок. Известны также металлокерамические фильтры, изготавливаемые путем спекания под давлением керамической дроби. Кольца из такого материала одеваются на перфорированную трубу и на ней закрепляются. Металлокерамические фильтры обладают малым гидравлическим сопротивлением и задерживают самые мелкие фракции песка. Кроме того, известны другие конструкции фильтров, которые не нашли распространения.

Конструкция забоя с фильтром применяется редко и только как средство борьбы с образованием песчаных пробок в скважинах, вскрывающих нецементированные нефтенасыщенные песчаные пласты, склонные к пескопроявлению.

3. Скважины с перфорированным забоем (рис. 1.7, з) нашли самое широкое распространение (более 90 % фонда). В этом случае пробурируется ствол скважины до проектной отметки. Перед спуском обсадной колонны ствол скважины и особенно его нижняя часть, проходящая через продуктивные пласты, исследуется геофизическими средствами. Результаты таких исследований позволяют четко установить нефте-, водо- и газонасыщенные интервалы и наметить объекты эксплуатации. После этого в скважину опускается обсадная колонна, которая цементируется от забоя до нужной отметки, а затем перфорируется в намеченных интервалах. Скважина с перфорированным забоем имеет следующие преимущества:

- упрощение технологии проводки скважины и выполнения комплексных геофизических исследований геологического разреза;
- надежная изоляция различных пропластков, не вскрытых перфорацией;
- возможность вскрытия пропущенных или временно законсервированных нефтенасыщенных интервалов;
- возможность поинтервального воздействия на призабойную зону пласта (различные обработки, гидроразрыв, отдельная накачка или отбор и др.);
- устойчивость забоя скважины и сохранение ее проходного сечения в процессе длительной эксплуатации.

Перфорированный забой при вскрытии пласта, склонного к пескопроявлению, не обеспечивает надежную защиту скважины от поступления песка и образования песчаных пробок на забое. Поэтому при вскрытии рыхлых коллекторов для защиты от песка против перфорированного интервала размещают дополнительный фильтр для задержки песка. Однако в этом случае фильтрационное сопротивление потоку пластовой жидкости резко возрастает.

Кроме того, перфорированный забой вызывает сгущение линий тока у перфорационных отверстий, что приводит к увеличению фильтрационного сопротивления по сравнению с открытым забоем.

1.6. Приток жидкости к перфорированной скважине

При фильтрации жидкости, подчиняющейся линейному закону, приток жидкости к скважине можно выразить следующим образом:

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = \frac{(P_n - P_c)}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)} = \frac{(P_n - P_c)}{R_\phi}, \quad (1.28)$$

где R_ϕ – фильтрационное сопротивление.

Приток жидкости к перфорированной скважине

$$q_n = \frac{(P_n - P_c)}{R_\phi + R_{\text{доп}}} \quad (1.29)$$

будет отличаться тем, что вследствие сгущения линий тока у перфорационных отверстий возникнет дополнительное фильтрационное сопротивление $R_{\text{доп}}$:

$$R_{\text{доп}} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C, \quad (1.30)$$

где C – некоторая геометрическая характеристика.

Подставляя (1.30) в (1.29), получим

$$q_n = \frac{(P_n - P_c)}{\frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \left[\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C \right]}. \quad (1.31)$$

Можно представить два крайних случая геометрической характеристики забоя.

1. Нет ни одного отверстия в обсадной колонне. Тогда, очевидно $q_n = 0$, $C = \infty$.

2. Вся поверхность обсадной колонны в пределах толщины пласта покрыта перфорационными отверстиями. В этом случае сгущения линий тока не происходит и геометрия потока не будет отличаться от геометрии потока к забою скважины с открытым забоем. Очевидно, в этом случае $C = 0$.

Таким образом, величина C должна изменяться от 0 до ∞ . С увеличением числа перфорационных отверстий n , их диаметра d , а также глубины L перфорационных каналов в породе пласта дополнительное фильтрационное сопротивление $R_{\text{доп}}$ должно уменьшаться, а следовательно, должно уменьшаться C . Таким образом,

$$C = f(n, d, L). \quad (1.32)$$

Задача о притоке жидкости к перфорированной скважине была решена методом электрогидродинамических аналогий (ЭГДА), основанном на тождественности уравнений фильтрации и распространения электрического тока в геометрически подобных системах. Отношение дебита перфорированной скважины к дебиту скважины с открытым за-

боем, принятой за эталон, при прочих равных условиях принято называть коэффициентом гидродинамического совершенства

$$\eta = q_{\text{п}}/q. \quad (1.33)$$

Подставляя вместо $q_{\text{п}}$ его значение из (1.31) и вместо q – из (1.28) и сокращая, найдем

$$\eta = \frac{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right)}{\ln\left(\frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{с}}}\right) + C}. \quad (1.34)$$

В методе ЭГДА в геометрически подобных системах токи являются аналогом расходов фильтрующейся жидкости, напряжения перепадов давлений и омические сопротивления – фильтрационных сопротивлений.

Используя гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из изоляционного материала с вмонтированными электродами в качестве модели перфорированной скважины, сравнивают протекающие через них токи при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду (электролит) геометрически подобную пластовой системе и определяют коэффициент совершенства системы η и, используя (1.34), находят C (рис. 1.8).

Меняя число электродов n , их диаметр d и длину L , можно установить зависимость $C = f\{n, d, L\}$.

Несовершенные скважины бывают трех видов: скважина с открытым забоем, частично вскрывающая пласт на величину b (рис. 1.9, *a*) – несовершенная скважина по степени вскрытия – $\delta = b/h$; скважина с перфорированным забоем и вскрывающая пласт на полную толщину (рис. 1.9, *б*) – несовершенная скважина по характеру вскрытия; скважина, перфорированная не на всю толщину пласта и вскрывающая его частично (рис. 1.9, *в*) – несовершенная по степени и характеру вскрытия (двойной вид несовершенства).

Используя метод ЭГДА для определения притока в скважины, несовершенные по степени вскрытия, получим зависимости $C = f(a, \delta)$ для различных безразмерных толщин пласта $a = h/D$, где h – полная толщина пласта, D – диаметр скважины (рис. 1.10).

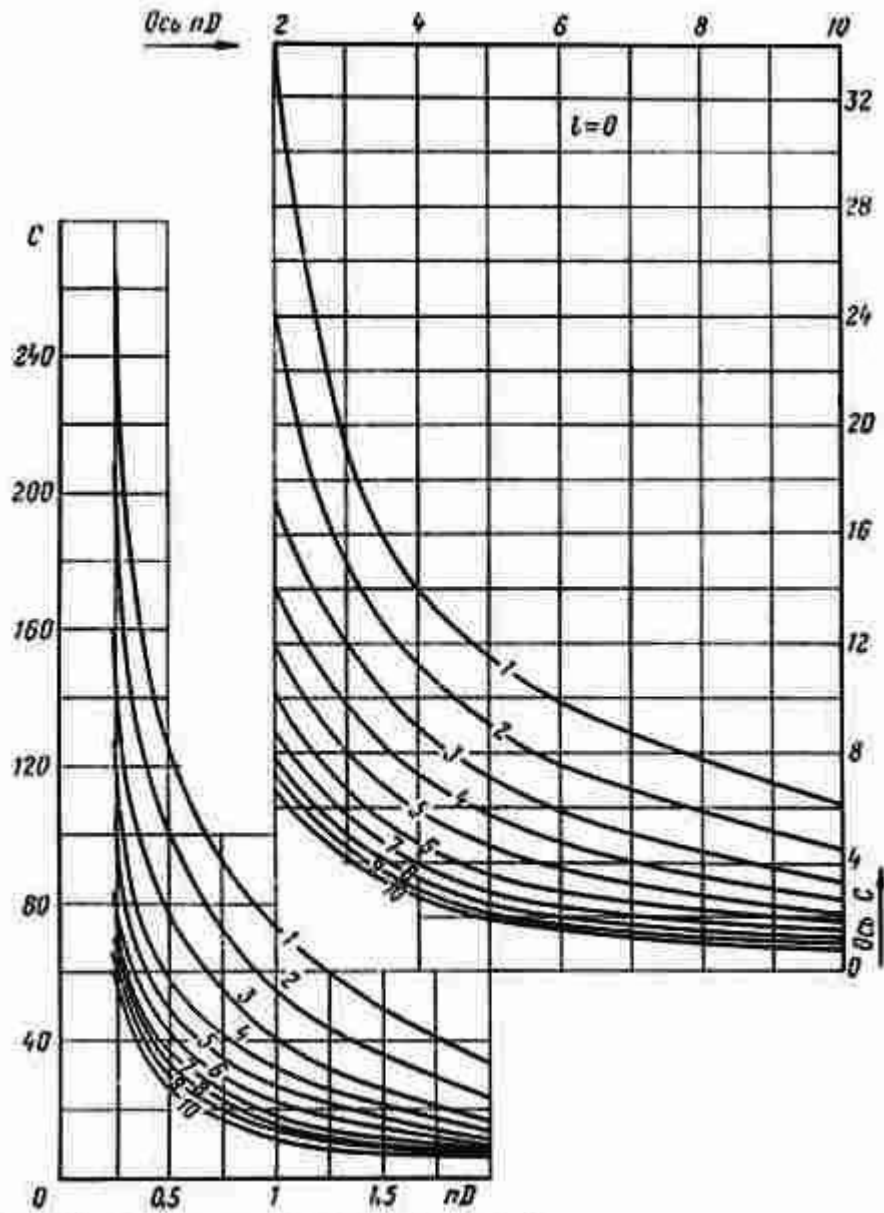


Рис. 1.8. Зависимость $C = f(nD, a, l)$ при $l = 0$:
 n – плотность перфорации; D – диаметр скважин, d' – диаметр отверстий;
 l' – глубина перфорационных отверстий; $l = l'/D$, $\alpha = d'/D$. 1 – $a = 0,02$; 2 –
 $a = 0,04$; 3 – $a = 0,06$; 4 – $a = 0,08$; 5 – $a = 0,1$; 6 – $a = 0,12$; 7 – $a = 0,14$; 8 – $a =$
 $0,16$; 9 – $a = 0,18$; 10 – $a = 0,2$

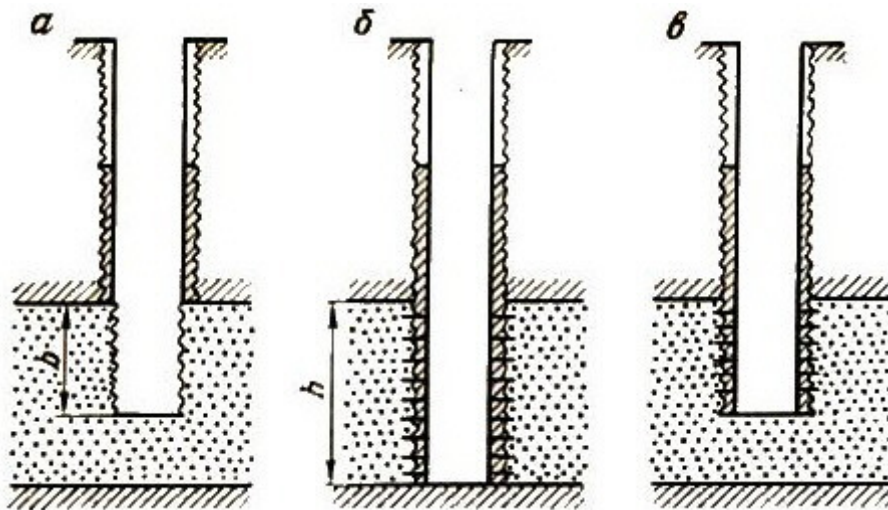


Рис. 1.9. Виды несовершенных скважин:

а – скважина, несовершенная по степени вскрытия; б – скважина, несовершенная по характеру вскрытия, в – скважина с двойным видом несовершенства по степени и характеру вскрытия

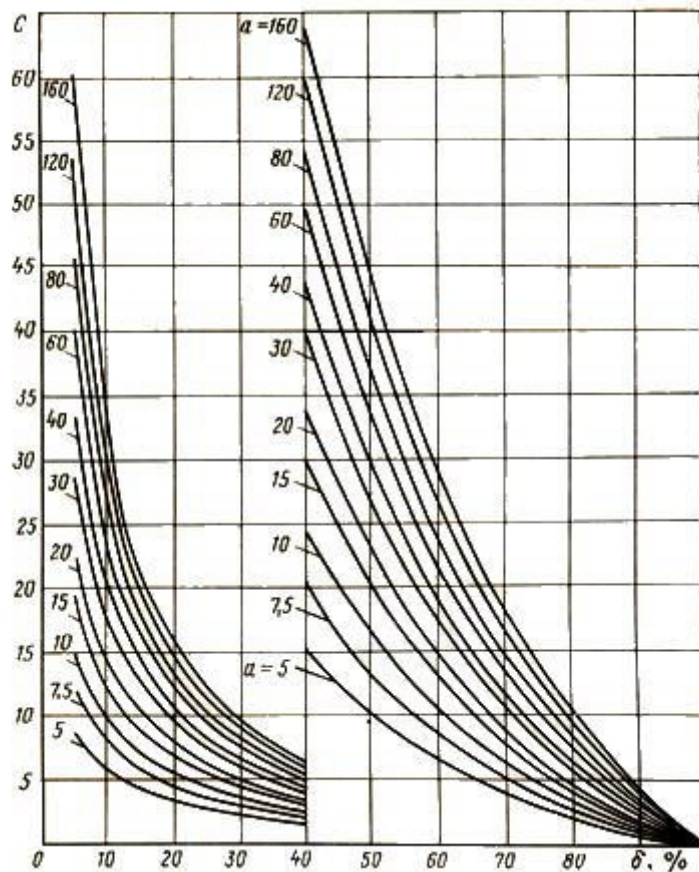


Рис. 1.10. Зависимость $C = f(a, \delta)$ для скважин, несовершенных по степени вскрытия

Для скважины с двойным несовершенством величина C может быть найдена следующим образом. Представим приток в скважину с двойным несовершенством состоящим из двух последовательных притоков (рис. 1.11): – притока в фиктивную несовершенную по степени вскрытия скважину увеличенного радиуса R и притока в несовершенную по характеру вскрытия скважину с действительным радиусом r_c и плотностью перфорации p .

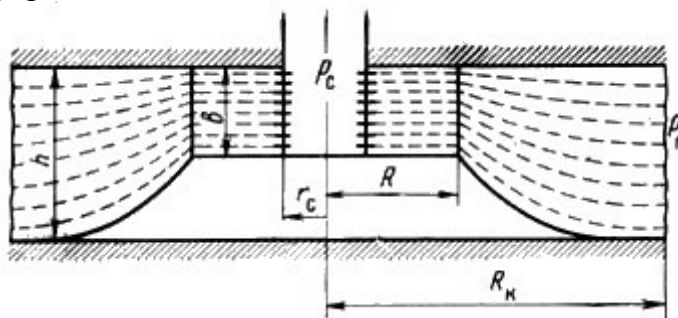


Рис. 1.11. Схема фильтрации жидкости к скважине с двойным видом несовершенства

При этом движении поток жидкости на своем пути от контура питания P_k до стенки скважины r_c будет последовательно преодолевать несколько фильтрационных сопротивлений: R_1 – фильтрационное сопротивление от P_k до стенки фиктивной скважины R ,

R_2 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством скважины по степени вскрытия и равное $-(\mu/2\pi kh) * C_1$, где C_1 – коэффициент, учитывающий несовершенство по степени вскрытия фиктивной скважины радиусом R , R_3 – фильтрационное сопротивление от R до стенки скважины r_c при толщине пласта $b = \delta \cdot h$, где δ – степень вскрытия; R_4 – дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное несовершенством по характеру вскрытия при толщине пласта также $b = \delta \cdot h$ и учитываемое коэффициентом C_2 . Приток в такую сложную систему определится следующим образом:

$$q = \frac{P_p - P_c}{R_1 + R_2 + R_3 + R_4}, \quad (1.35)$$

Из формул (1.28) и (1.30) следует

$$R_1 = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{R}; \quad (1.36)$$

$$R_2 = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C_1; \quad (1.37)$$

$$R_3 = \frac{\mu}{2\pi kh \delta} \cdot \ln \frac{R}{r_c}; \quad (1.38)$$

$$R_4 = \frac{\mu}{2\pi kh\delta} \cdot C_2. \quad (1.39)$$

Тот же приток можно определить через сумму двух фильтрационных сопротивлений. Одно из них есть фильтрационное сопротивление, возникающее при течении от R_k до r_c для плоско-радиального течения и равное

$$R_1^* = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}. \quad (1.40)$$

Второе – дополнительное фильтрационное сопротивление R_2^* , обусловлено двойным видом несовершенства скважины и характеризуется коэффициентом C :

$$R_2^* = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot C, \quad (1.41)$$

так что

$$q = \frac{P_n - P_c}{R_1^* + R_2^*}. \quad (1.42)$$

Из условия равенства расходов, т. е. приравнивая (1.35) и (1.42), найдем

$$R_1^* + R_2^* = R_1 + R_2 + R_3 + R_4. \quad (1.43)$$

После подстановки в (1.43) значений согласно (1.36) – (1.41) и сокращений получим

$$\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C = \ln \left(\frac{R_k}{R} \right) + C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot \ln \left(\frac{R}{r_c} \right) + \frac{1}{\delta} \cdot C_2. \quad (1.44)$$

Решая (1.44) относительно искомого C и после преобразований логарифмов найдем

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{1-\delta}{\delta} \cdot \ln \left(\frac{R}{r_c} \right). \quad (1.45)$$

Величина R принимается равной $5r_c$ из условия выравнивания струек тока и перехода их в достаточно правильный плоско-радиальный поток. При этом условии

$$C = C_1 + \frac{1}{\delta} \cdot C_2 + \frac{1-\delta}{\delta} \cdot \ln 5. \quad (1.46)$$

Здесь C_1 определяется по графику $C_1 = f(\delta, a)$ для скважин, несовершенных по степени вскрытия. Причем безразмерная толщина вычисляется по соотношению $a = h/2R$; $\delta = b/h$ – относительное вскрытие пласта фиктивной скважины; C_2 определяется по одному из графиков $C_2 = f(nD, a, L)$ или интерполяцией значений, определяемых из графиков.

Определение C для скважины с двойным видом несовершенства по формуле (1.46) более правильно учитывает дополнительное фильтрационное сопротивление такой скважины и дает большую величину для C , нежели простое сложение C_1 и C_2 , как это необоснованно делается в ряде литературных источников.

Для расчетов притока жидкости к системе взаимодействующих гидродинамически несовершенных, т. е. перфорированных, скважин важное значение имеет понятие приведенного радиуса $r_{пр}$. Приведенным радиусом называется радиус такой фиктивной совершенной скважины, дебит которой, при прочих равных условиях, равен дебиту реальной гидродинамически несовершенной скважины.

Из определения следует

$$q = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \left[\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C \right]} = \frac{2\pi kh \cdot (P_n - P_c)}{\mu \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right)}. \quad (1.47)$$

Поскольку дебиты приравниваются при прочих равных условиях, то из (1.47) следует, что

$$\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) + C = \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right).$$

Умножая C на $1 = \ln e$ и делая некоторые преобразования, получим

$$\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right) - \ln\left(\frac{R_k}{r_{пр}}\right) = \ln e^C$$

откуда

$$r_{пр} = \frac{r_c}{e^C} \quad (1.48)$$

Таким образом, зная $r_{пр}$ для перфорированной скважины из (4.21) и подставляя его значение вместо действительного радиуса скважины r_c в любые формулы радиального притока или притока группы взаимодействующих скважин, получим приток для перфорированной скважины или их системы. Подставляя вместо r_c значение $r_{пр}$, мы как бы заменяем одну скважину или систему реальных перфорированных скважин их гидродинамическими эквивалентами – совершенными скважинами с фиктивными приведенными радиусами $r_{пр}$. Таким образом, введение понятия приведенного радиуса позволяет распространить сложные расчетно-аналитические формулы по определению дебитов системы взаимодействующих идеальных совершенных скважин с плоской фильтрацией на такую же систему реальных перфорированных скважин с пространственной фильтрацией вблизи забоев.

1.7. Техника перфорации скважин

Существует четыре способа перфорации: пулевая, торпедная,кумулятивная, пескоструйная.

Первые три способа перфорации осуществляются на промыслах геофизическими партиями с помощью оборудования, имеющегося в их распоряжении. Поэтому детально техника и технология этих видов перфорации первыми тремя способами изучается в курсах промышленной геофизики. Пескоструйная перфорация осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов. При пулевой перфорации в скважину на электрическом кабеле спускается стреляющий пулевой аппарат, состоящий из нескольких (8–10) камер – стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса происходит залп. Пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу. Существует два вида пулевых перфораторов:

- перфораторы с горизонтальными стволами. В этом случае длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;
- перфораторы с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания полету пули направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Пулевой перфоратор ПБ-2 собирается из нескольких секций. Вдоль секции просверлено два или четыре вертикальных канала, пересекающих камеры с ВВ, стволы которых заряжены пулями и закрыты герметизирующими прокладками. Верхняя секция – запальная имеет два запальных устройства. При подаче по кабелю тока срабатывает первое запальное устройство и детонация распространяется по вертикальному каналу во все камеры, пересекаемые этим каналом. В результате почти мгновенного сгорания ВВ давление газов в камере достигает 2 тыс. МПа, под действием которых пуля выбрасывается.

Происходит почти одновременный выстрел из половины всех стволов. При необходимости удвоить число прострелов по второй жиле кабеля подается второй импульс и срабатывает вторая половина стволов от второго запального устройства. В этом перфораторе масса заряда ВВ одной камеры мала и составляет 4–5 г, поэтому пробивная способность его невелика. Длина образующихся перфорационных каналов составляет 65–145 мм (в зависимости от прочности породы и типа перфоратора). Диаметр канала 12 мм.

На рис. 1.12 показан пулевой перфоратор с вертикально-криволинейными стволами ПВН-90. При вертикальном расположении стволов объем камер и длина стволов больше.

Одна камера отдает энергию взрыва сразу двум стволам. Масса ВВ в одной камере достигает 90 г. Давление газов в камерах здесь ниже и составляет 0,6–0,8 тыс. МПа, но действие их более продолжительное. Это позволяет увеличить начальную скорость вылета пули и пробивную способность перфоратора. Длина перфорационных каналов в породе получается 145–350 мм при диаметре около 20 мм.

В каждой секции перфоратора имеются четыре вертикальных ствола, на концах которых сделаны плавные желобки – отклонители. Пули, изготовленные из легированной стали, для уменьшения трения в отклонителях покрываются медью или свинцом. Выстрел из всех стволов происходит практически одновременный, так как все камеры с ВВ сообщаются огнепроводным каналом. В каждой секции два ствола направлены вверх и два вниз. Это позволяет компенсировать реактивные силы, действующие на перфоратор.

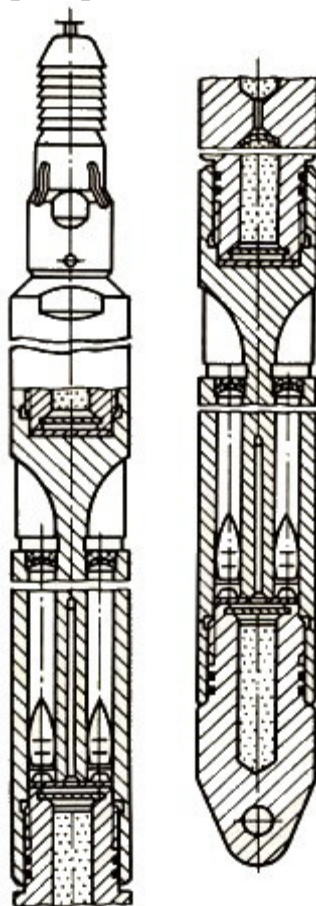


Рис. 1.12. Пулевой перфоратор с вертикальнокриволинейными стволами

Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле и стреляющими разрывными снарядами диаметром 22 мм. Внутренний заряд ВВ одного снаряда равен 5 г. Аппарат состоит из

секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накольного типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда и растрескивание окружающей горной породы. Масса ВВ одной камеры – 27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100–160 мм, диаметр канала – 22 мм. На 1 м длины фильтра обычно делается не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации часты случаи разрушения обсадных колонн.

Пулевая и торпедная перфорации применяются ограниченно, так как все больше вытесняются кумулятивной перфорацией.

Кумулятивная перфорация осуществляется стреляющими перфораторами, не имеющими пуль или снарядов. Прострел преграды достигается за счет сфокусированного взрыва. Такая фокусировка обусловлена конической формой поверхности заряда ВВ, облицованной тонким металлическим покрытием (листовая медь толщиной 0,6 мм). Энергия взрыва в виде тонкого пучка газов – продуктов облицовки пробивает канал. Кумулятивная струя приобретает скорость в головной части до 6–8 км/с и создает давление на преграду до 0,15–0,3 млн. МПа. При выстреле кумулятивным зарядом в преграде образуется узкий перфорационный канал глубиной до 350 мм и диаметром в средней части 8–14 мм. Размеры каналов зависят от прочности породы и типа перфоратора.

Все кумулятивные перфораторы имеют горизонтально расположенные заряды и разделяются на корпусные и бескорпусные. Корпусные перфораторы после их перезаряда используются многократно. Бескорпусные – одноразового действия. Однако разработаны и корпусные перфораторы одноразового действия, в которых легкий корпус из обычной стали используется только лишь для герметизации зарядов при погружении их в скважину.

Перфораторы спускаются на кабеле (имеются малогабаритные перфораторы, опускаемые через НКТ), а также перфораторы, спускаемые на насосно-компрессорных трубах. В последнем случае инициирование взрыва производится не электрическим импульсом, а сбрасыванием в НКТ резинового шара, действующего как поршень на взрывное устройство. Масса ВВ одного кумулятивного заряда составляет (в зависимости от типа перфоратора) 25–50 г.

Максимальная толщина вскрываемого интервала кумулятивным перфоратором достигает 30 м, торпедным – 1 м, пулевым – до 2,5 м. Это является одной из причин широкого распространения кумулятивных перфораторов.

Рассмотрим устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК-105ДУ (рис. 1.13), нашедшего широкое распространение.

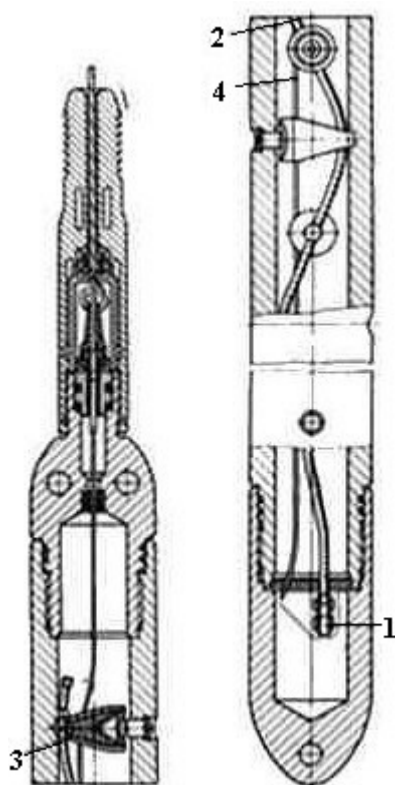


Рис. 1.13. Устройство корпусного кумулятивного перфоратора ПК105ДУ:

*1 – взрывной патрон; 2 – детонирующий шнур; 3 – кумулятивный заряд;
4 – электропровод*

Электрический импульс подается на взрывной патрон 1, находящийся в нижней части перфоратора. При взрыве детонация передается вверх от одного заряда к другому по детонирующему шнуру 2, обвивающему последовательно все заряды.

Корпусные перфораторы позволяют простреливать интервал до 3,5 м за один спуск, корпусные одноразового действия – до 10 м и бескорпусные или так называемые ленточные – до 30 м.

Ленточные перфораторы (рис. 1.14) намного легче корпусных, однако их применение ограничено величинами давления и температуры на забое скважины, так как их взрывной патрон и детонирующий шнур находятся в непосредственном контакте со скважинной жидкостью. В ленточном перфораторе заряды смонтированы в стеклянных (или из другого материала), герметичных чашках, которые размещены в отверстиях длинной стальной ленты с грузом на конце. Вся гирлянда спускается на кабеле. Обычно при залпе лента полностью не разрушается, но для повторного использования не применяется. Головка, груз, лента после отстрела извлекаются на поверхность вместе с кабелем. К недостаткам бескорпусных перфораторов надо отнести невозможность контро-

лирования числа отказов, тогда как в корпусных перфораторах такой контроль легко осуществим при осмотре извлеченного из скважины корпуса.

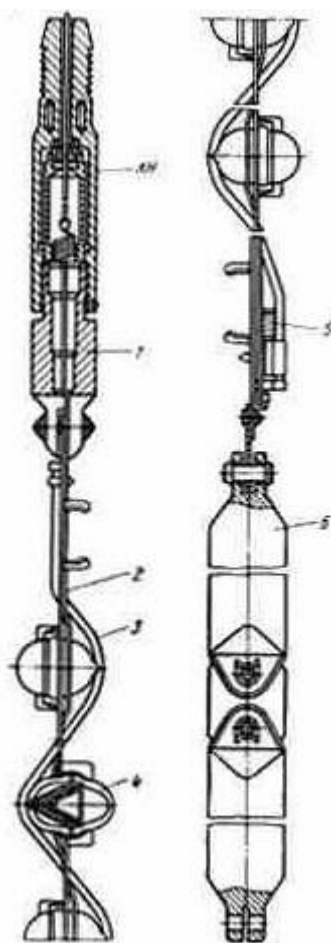


Рис. 1.14. Ленточный кумулятивный перфоратор ПКС105:

КН – кабельный наконечник;

1 – головка перфоратора; 2 – стальная лента; 3 – детонирующий шнур;

4 – кумулятивный заряд; 5 – взрывной патрон; 6 – груз

Кумулятивные перфораторы нашли самое широкое распространение. Подбирая необходимые ВВ, можно в широких диапазонах регулировать их термостойкость и чувствительность к давлению и этим самым расширить возможности перфорации в скважинах с аномально высокими температурами и давлениями. Однако получение достаточно чистых с точки зрения фильтрации, и глубоких каналов в породе остается актуальной проблемой и до сих пор. В этом отношении определенным шагом вперед было осуществление пескоструйной перфорации, которая позволяет получить достаточно чистые и глубокие перфорационные каналы в пласте.

1.8. Пескоструйная перфорация

При гидropескоструйной перфорации разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из насадок специального аппарата – пескоструйного перфоратора, прикрепленного к нижнему концу насосно-компрессорных труб. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтированными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству. Это сравнительно новый метод вскрытия пласта. В настоящее время ежегодно обрабатываются около 1500 скважин этим методом. Область и масштабы применения гидropескоструйного метода обработки скважин постоянно расширяются, и кроме вскрытия пласта он нашел применение при капитальных ремонтах, вырезке колонн и в сочетании с другими методами воздействия.

При гидropескоструйной перфорации (ГПП) создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается приданием песчано-жидкостной струе очень большой скорости, достигающей нескольких сотен метров в секунду. Перепад давления при этом составляет 15–30 МПа. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне. Размеры каверны зависят от прочности горных пород, продолжительности воздействия и мощности песчано-жидкостной струи. При стендовых испытаниях были получены каналы до 0,5 м.

Размеры канала увеличиваются сначала быстро и затем стабилизируются в результате уменьшения скорости струи в канале и поглощения энергии встречным потоком жидкости, выходящей из канала через перфорационное отверстие.

Стендовые испытания ГПП, проведенные ВНИИ, позволили установить соотношения между параметрами процесса (рис. 1.15), необходимые для его проектирования. Результаты, приведенные на рис. 4.9, получены при разрушении цементных блоков, утопленной под уровень жидкости струей водопесчаной смеси. Время воздействия на преграду не должно превышать 15–20 мин, так как при более продолжительном воздействии каналы не увеличиваются.

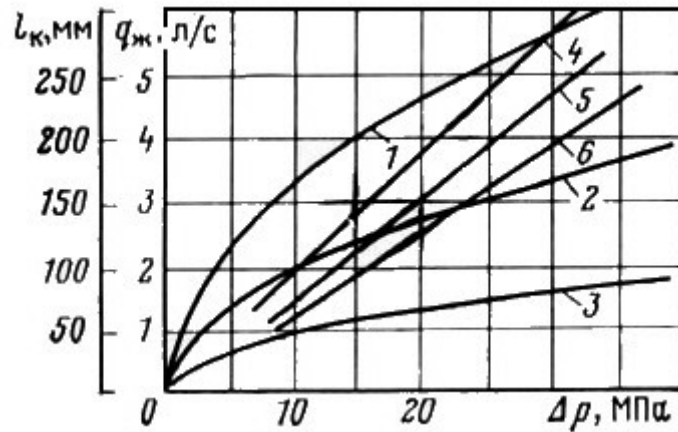


Рис. 1.15. Зависимость расхода водопесчаной смеси $q_{ж}$ и глубины образующихся каналов l_k от перепада давления ΔP в насадке для трех ее диаметров 3; 4,5 и 6 мм:

1 – $q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 6$ мм; 2 – $q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 4,5$ мм; 3 – $q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 3$ мм; 4 – $l_k = f(\Delta P)$ для $d = 6$ мм; 5 – $l_k = f(\Delta P)$ для $d = 4,5$ мм; 6 – $l_k = f(\Delta P)$ для $d = 3$ мм;

Перфорация производится пескоструйным аппаратом, спускаемым на насосно-компрессорных трубах. Аппарат АП-6М конструкции ВНИИ (рис. 1.16) имеет шесть боковых отверстий,

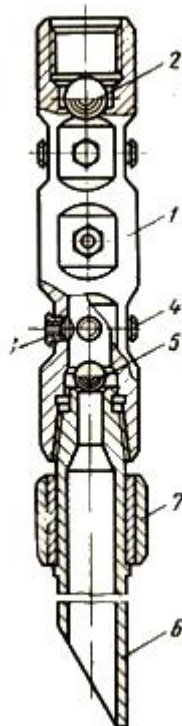


Рис. 1.16. Аппарат для пескоструйной перфорации АП-6М:
1 – корпус; 2 – шар опрессовочного клапана; 3 – узел насадки; 4 – заглушка;
5 – шар клапана; 6 – хвостовик; 7 – центратор

в которые ввинчиваются шесть насадок для одновременного создания шести перфорационных каналов. При малой подаче насосных агрегатов часть отверстий может быть заглушена пробками. Насадки в стальной оправе изготавливаются из твердых сплавов, устойчивых против износа водопесчаной смесью, трех стандартных диаметров 3; 4, 5 и 6 мм.

Насадки диаметром 3 мм применяются для вырезки прихваченных труб в обсаженной скважине, когда глубина резания должна быть минимальной. Насадки диаметром 4,5 мм используются для перфорации обсадных колонн, а также при других работах, когда возможный расход жидкости ограничен. Насадки диаметром 6 мм применяют для получения максимальной глубины каналов и при ограничении процесса по давлению.

Медленно вращая пескоструйный аппарат или вертикально его перемещая, можно получить горизонтальные или вертикальные надрезы и каналы. В этом случае сопротивление обратному потоку жидкости уменьшается и каналы получаются примерно в 2,5 раза глубже. В пескоструйном аппарате предусмотрены два шаровых клапана, сбрасываемых с поверхности. Диаметр нижнего клапана меньше, чем седло верхнего клапана, поэтому нижний шар свободно проходит через седло верхнего клапана.

После спуска аппарата, обвязки устья скважины и присоединения к нему насосных агрегатов система спрессовывается давлением, превышающим рабочее в 1,5 раза. Перед опрессовкой в НКТ сбрасывается шар диаметром 50 мм от верхнего клапана для герметизации системы. После опрессовки обратной промывкой, т. е. закачкой жидкости в кольцевое пространство, верхний шар выносится на поверхность и извлекается. Затем в НКТ сбрасывается малый – нижний шар, и при его посадке на седло нагнетаемая жидкость получает выход только через насадки. После этого проводится перфорация закачкой в НКТ водопесчаной смеси. Концентрация песка в жидкости обычно составляет 80 – 100 кг/м³. При пескоструйной перфорации НКТ испытывают большие напряжения.

Усилия в муфтовом соединении НКТ в верхнем – наиболее опасном сечении от веса колонны НКТ и давления жидкости не должны превосходить усилия, страгивающего резьбовое соединение муфт, Р_{стр}.

Общие гидравлические потери при гидропескоструйной перфорации складываются из следующих: Р₁ – потерь давления на трение в НКТ при движении песчано-жидкостной смеси от устья до пескоструйного аппарата; ΔР – потерь давления в насадках, определяемых по графикам или расчетным путем; Р₂ – потерь на трение восходящего потока

жидкости в затрубном кольцевом пространстве; P_3 – противодействия на устье скважины в затрубном пространстве. Так как гидростатические давления жидкости в НКТ и кольцевом пространстве при работе по замкнутой системе уравновешены, то давление нагнетания на устье P_y будет равно сумме всех потерь:

$$P_y = P_1 + \Delta P + P_2 + P_3. \quad (1.49)$$

Величина P_1 определяется по формулам трубной гидравлики

$$P_1 = \lambda \cdot \frac{L}{d_b} \cdot \frac{v_T^2}{2g} \cdot \rho g, \quad (1.50)$$

где коэффициент трения λ определяется как обычно, через число Re , но увеличивается на 15 – 20 % вследствие присутствия песка в жидкости; L – длина НКТ; d_b – внутренний диаметр НКТ; v_T – линейная скорость потока в НКТ, $v_T = 4Q/(\pi d_b^2)$; ρ – плотность песчано-жидкостной смеси.

Величина ΔP определяется по графикам (см. рис. 1.15). Величина P_2 также определяется по формуле трубной гидравлики для движения жидкости по кольцевому пространству

$$P_2 = (1,15 \div 1,20) \cdot \lambda \cdot \frac{L}{D_b - d_n} \cdot \frac{v_k^2}{2g} \cdot \rho g, \quad (1.51)$$

где D_b – внутренний диаметр обсадной колонны, d_n – наружный диаметр НКТ.

$v_k = 4Q/(\pi(D_b^2 - d_n^2))$ – линейная скорость восходящего потока жидкости в кольцевом пространстве, которая не должна быть меньше 0,5 м/с для полного выноса песка и предупреждения прихвата труб.

Во ВНИИ были определены суммарные потери на трение ($P_1 + P_2$) в реальных скважинах при прокачке водопесчаных смесей (рис. 1.17). Суммарный расход жидкости равен произведению числа действующих насадок n на расход жидкости через одну насадку q_j :

$$Q = q_j \cdot n. \quad (1.52)$$

Например, при шести насадках и расходе через одну насадку 4 л/с общий расход составит 24 л/с, а потери на трение в скважине глубиной 1700 м при 168-мм колонне и 73-мм НКТ составит около 8,2 МПа (см. рис. 1.18). При расходе через 4,5-мм насадку, равном 4 л/с, перепад давления в насадках ΔP составит около 40,0 МПа (см. рис. 1.17).

При выборе перепада давления в насадках следует иметь в виду, что нижний предел допустимых перепадов должен обеспечить эффективное разрушение колонны, цементного камня и породы, а поэтому не должен быть меньше 12,0–14,0 МПа для 6-мм насадок и 18,0–20,0 МПа для насадок 4,5 и 3 мм. При очень большой прочности горных пород

($\sigma_{сж} > 20,0-30,0$ МПа) нижние пределы, как показывает опыт, целесообразно увеличить до 18,0–20,0 МПа для 6-мм насадки и 25,0–30,0 МПа для 4,5- и 3-мм насадки.

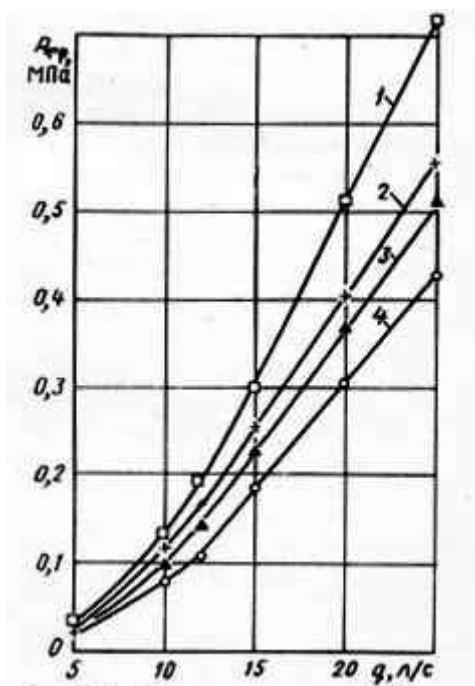


Рис. 1.17. Потери давления в трубах и межтрубном пространстве при прокачке водопесчаной смеси на каждые 100 м длины:
 1 – для 140-мм колонны и 73-мм НКТ; 2 – для 140-мм колонны и 89-мм НКТ;
 3 – для 168-мм колонны и 73-мм НКТ; 4 – для 168-мм колонны и 89-мм НКТ

Для точной установки перфоратора против нужного интервала применяют в колонне НКТ муфту-репер. Это короткий (0,5–0,7 м) патрубков с утолщенными стенками (15–20 мм), который устанавливают выше перфоратора на расстоянии одной или двух труб. После спуска колонны НКТ в нее опускают на кабеле малогабаритный геофизический индикатор, реагирующий на утолщение металла. Получая таким образом отметку муфты-репера, определяют положение перфоратора по отношению к разрезу продуктивного пласта. Однако при этом необходимо учитывать дополнительное удлинение НКТ при создании в них давления. Это удлинение, пропорциональное нагрузке, определяется формулой Гука

$$\Delta L = \frac{P_y \cdot F \cdot L}{E \cdot f \cdot z}, \quad (1.53)$$

где P_y – давление на устье скважины; F – площадь сечения НКТ; L – длина НКТ; E – модуль Юнга, Па (обычно $20 \cdot 10^4$ МПа); f – площадь сечения металла труб, m^2 ; z – коэффициент, учитывающий трение труб о стенки обсадной колонны (принимают 1,5–2).

Эти дополнительные удлинения могут быть значительными и достигать 1 м.

При гидropескоструйной перфорации применяется то же оборудование, как и при гидроразрыве пласта. Устье скважины оборудуется стандартной арматурой типа 1АУ-700, рассчитанной на рабочее давление 70,0 МПа. Для прокачки песчано-жидкостной смеси используются насосные агрегаты, смонтированные на платформе тяжелых грузовых автомобилей 2АН-500 или 4АН-700, развивающие максимальные давления соответственно 50 и 70 МПа. При меньших давлениях используют цементировочные агрегаты, предназначенные для цементировочных работ при бурении. Число агрегатов n определяется как частное от деления общей необходимой гидравлической мощности на гидравлическую мощность одного агрегата, причем для запаса берется еще один насосный агрегат,

$$n = \frac{Q \cdot P_y}{\eta \cdot q_a \cdot P_a} + 1, \quad (1.54)$$

где Q – расчетный суммарный расход жидкости; P_y – давление на устье скважины; q_a – подача одного агрегата на расчетном режиме; P_a – давление, развиваемое агрегатом; η – коэффициент, учитывающий техническое состояние насосных агрегатов и их износ $\eta = 0,75-1$. Агрегат 4АН-700 снабжен дизелем мощностью 588 кВт при 2000 об/мин трехплунжерным насосом 4Р-700 с диаметрами плунжеров 100 или 120 мм. Ход плунжера 200 мм. Коробка передачи имеет четыре скорости. Характеристика агрегата приведена в табл. 1.1. Песчано-жидкостная смесь готовится в пескосмесительном агрегате (2ПА; 3ПА и др.), который представляет собой бункер для песка емкостью 10 м³ с коническим дном. В нижней части

Таблица 1.1

Характеристика насосного агрегата 4АН-700

Скорость	Частота вращения, 1/мин	Теоретическая подача, л/с, при втулках		Давление, МПа	
		100 мм	120 мм	100 мм	120 мм
1	80	6,3	9	71,9	50,0
2	109	8,5	12,3	52,9	36,6
3	153	12,0	17,3	37,4	26,0
4	192	15,0	22,0	29,8	20,7

* Примечание: к. п. д. агрегата – 0,83; коэффициент наполнения – 1; частота вращения вала двигателя – 1800 1./мин.

бункера вдоль продольной оси установлен шнек. Скорость вращения шнека ступенчато изменяется от 13,5 до 267 об/мин. В соответствии с этим подача песка изменяется от 3,4 до 676 кг/мин. Кроме того, агрегат снабжен насосом 4НП (насос песковый) низкого давления для перекачки песчано-жидкостной смеси. Бункер со всем оборудованием смонтирован на шасси тяжелого автомобиля.

Специальные рабочие жидкости завозят на скважину автоцистернами или приготавливают в небольших ($10 - 15 \text{ м}^3$) емкостях, установленных на салазках. В обвязку поверхностного оборудования монтируют фильтры высокого давления – шламоуловители, предупреждающие закупорку насадок крупными частицами породы. Песчано-жидкостная смесь готовится тремя способами:

- с повторным использованием песка и жидкости (закольцованная схема);
- со сбросом отработанного песка с повторным использованием жидкости;
- со сбросом жидкости и песка.

Наиболее экономична закольцованная схема, так как при этом расходы жидкости и песка минимальные. Кроме того, при использовании специальных жидкостей (нефть, раствор кислоты, глинистый раствор и др.) не загрязняется территория. Для сравнения можно привести фактические данные, полученные на Узеньском месторождении. При работе по кольцевой схеме было израсходовано 20 м^3 воды и 4,1 т песка, а при работе со сбросом воды и песка потребовалось 275 м^3 воды и 14 т песка.

Схема (рис. 1.18) предусматривает также необходимые операции по промывке скважины как через колонну НКТ, так и через кольцевое пространство. Обязательным элементом схемы обвязки является установка обратных клапанов на выкидных линиях агрегатов и лубрикатора или байпаса для ввода шаров-клапанов пескоструйного аппарата.

В качестве рабочей используют различные жидкости, исходя из условия ее относительной дешевизны, предотвращения ухудшения коллекторских свойств пласта и открытого фонтанирования. Состав жидкости устанавливают в лабораториях. Для целей ГПП используют воду, 5–6%-й раствор ингибированной соляной кислоты, дегазированную нефть, пластовую сточную или соленую воду с ПАВами, промывочный раствор. В случае если плотность рабочей жидкости не обеспечивает глушение скважины, добавляют утяжелители: мел, бентонит и др.

Объем рабочей жидкости принимается равным 1,3–1,5 объема скважины при работе по замкнутому циклу. При работе со сбросом объем жидкости определяют из простого соотношения

$$V = q_n \cdot n \cdot t \cdot N, \quad (1.55)$$

где q_n – принятый расход жидкости через одну насадку; n – число одновременно действующих насадок; t – продолжительность перфорации одного интервала (15–20 мин); N – число перфорационных интервалов.

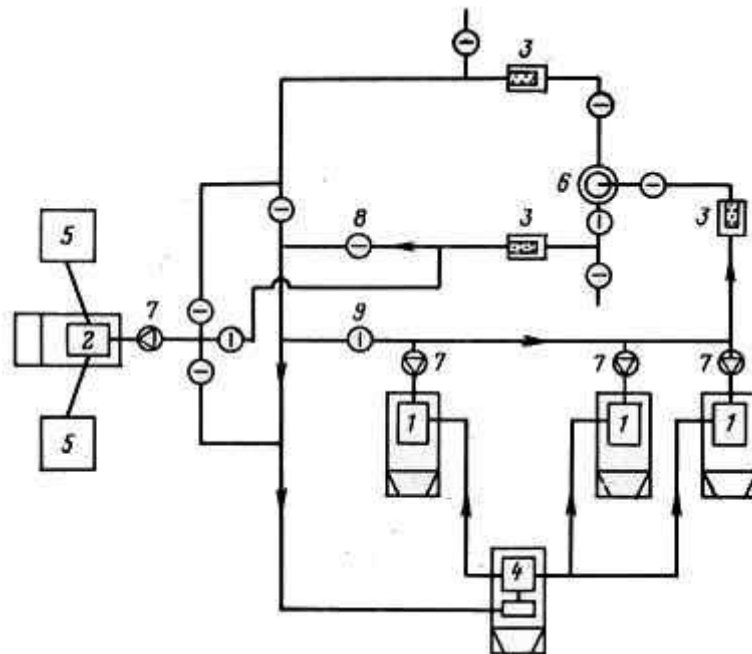


Рис. 1.18. Схема обвязки поверхностного оборудования при работе по замкнутому циклу:

1 – АН-700; 2 – ЦА-320; 3 – шламоуловитель; 4 – пескосмеситель; 5 – емкость; 6 – скважина; 7 – обратный клапан; 8 – открытые краны; 9 – закрытые краны

Количество песка принимается из расчета 50–100 кг песка на 1 м³ жидкости.

Процесс ГПП связан с работой насосных агрегатов, развивающих высокие давления, и в некоторых случаях с применением горячих жидкостей. Поэтому проведение этих работ регламентируется особыми правилами по охране труда и пожарной безопасности, несоблюдение которых может привести к очень тяжелым последствиям. Перед началом работ обязательна опрессовка всех коммуникаций на давление, в 1,5 раза превышающее рабочее. ГПП осуществляют, начиная с нижних интервалов.

Пескоструйная перфорация в отличие от кумулятивной или пулевой перфорации позволяет получить каналы с чистой поверхностью и сохранить проницаемость на обнаженной поверхности пласта. Громоздкость операции, задалживание мощных технических средств и большого числа обслуживающего персонала определяют довольно высокую стоимость этого способа перфорации и сдерживают ее широкое применение по сравнению с кумулятивной перфорацией.

2. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

2.1. Методы освоения нефтяных скважин

Освоение скважины – комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта. После проводки скважины, вскрытия пласта и перфорации обсадной колонны, которую иногда называют вторичным вскрытием пласта, призабойная зона и особенно поверхность вскрытого пласта бывают загрязнены тонкой глинистой взвесью или глинистой коркой. Кроме того, воздействие на породу ударных волн широкого диапазона частот при перфорации вызывает иногда необратимые физико-химические процессы в пограничных слоях тонкодисперсной пористой среды, размеры пор которой соизмеримы с размерами этих пограничных слоев с аномальными свойствами. В результате образуется зона с пониженной проницаемостью или с полным ее отсутствием.

Цель освоения – восстановление естественной проницаемости коллектора на всем протяжении вплоть до обнаженной поверхности пласта перфорационных каналов и получения продукции скважины, соответствующей ее потенциальным возможностям. Все операции по вызову притока и освоению скважины сводятся к созданию на ее забое депрессии, т. е. давления ниже пластового. Причем в устойчивых коллекторах эта депрессия должна быть достаточно большой и достигаться быстро, в рыхлых коллекторах, наоборот, небольшой и плавной.

Различают методы освоения пластов с высоким начальным давлением, когда ожидаются фонтанные проявления, и с малым давлением (на разработанных площадях), когда угрозы открытого фонтанирования нет и предполагается механизированный способ эксплуатации. В практике нефтедобычи известно много случаев открытого нерегулируемого фонтанирования скважин с длительными пожарами в результате нарушения технологии вскрытия пласта и освоения скважины. Такие явления не только выводят из строя саму скважину, но и приводят к истощению самого месторождения.

Можно выделить шесть основных способов вызова притока:

тартание, поршневание, замена скважинной жидкости на более легкую, компрессорный метод, прокачка газожидкостной смеси, откачка глубинными насосами.

Перед освоением на устье скважины устанавливается арматура или ее часть в соответствии с применяемым методом и предлагаемым способом эксплуатации скважины. В любом случае на фланце обсадной ко-

лонны должна быть установлена задвижка высокого давления для перекрытия при необходимости ствола скважины.

Тартание – это извлечение из скважины жидкости желонкой, спускаемой на тонком (16 мм) канате с помощью лебедки. Желонка изготавливается из трубы длиной 8 м, имеющей в нижней части клапан со штоком, открывающимся при упоре на шток. В верхней части желонки предусматривается скоба для прикрепления каната. Диаметр желонки обычно не превышает 0,7 диаметра обсадной колонны. За один спуск желонка выносит жидкость объемом, не превышающим 0,06 м³.

Тартание – малопроизводительный, трудоемкий способ с очень ограниченными возможностями применения, так как устьевая задвижка при фонтанных проявлениях не может быть закрыта до извлечения из скважины желонки и каната. Однако возможность извлечения осадка и глинистого раствора с забоя и контроля за положением уровня жидкости в скважине дают этому способу некоторые преимущества.

Поршневание. При поршневании (свабировании) поршень или сваб спускается на канате в НКТ. Поршень представляет собой трубу малого диаметра (25–37,5 мм) с клапаном, в нижней части открывающимся вверх. На наружной поверхности трубы (в стыках) укреплены эластичные резиновые манжеты (3–4 шт.), армированные провололочной сеткой. При спуске поршня под уровень жидкость перетекает через клапан в пространство над поршнем. При подъеме клапан закрывается, а манжеты, распираемые давлением столба жидкости над ними, прижимаются к стенкам НКТ и уплотняются. За один подъем поршень выносит столб жидкости, равный глубине его погружения под уровень жидкости. Глубина погружения ограничена прочностью тартального каната и обычно не превышает 75–150 м. Поршневание в 10–15 раз производительнее тартания. Устье при поршневании также остается открытым, что связано с опасностями неожиданного выброса.

Замена скважинной жидкости. Замена осуществляется при спущенных в скважину НКТ и герметизированном устье, что предотвращает выбросы и фонтанные проявления. Выходящая из бурения скважина обычно заполнена глинистым раствором. Производя промывку скважины (прямую или обратную) водой или дегазированной нефтью, можно получить уменьшение забойного давления на величину

$$\Delta P = (\rho_1 - \rho_2) \cdot Lg \cdot \cos\beta, \quad (2.1)$$

где ρ_1 – плотность глинистого раствора; ρ_2 – плотность промывочной жидкости; L – глубина спущенных НКТ; β – средний угол кривизны скважины.

Таким способом осваиваются скважины с большим пластовым давлением $P_{пл} > \rho_2 \cdot g \cdot L \cdot \cos\beta$ и при наличии коллекторов, хорошо поддаю-

щихся освоению. Как видно из формулы (2.1), при смене глинистого раствора ($\rho_1 = 1200 \text{ кг/м}^3$) на нефть ($\rho_2 = 900 \text{ кг/м}^3$) максимальное снижение давления составит всего лишь 25 % от давления, создаваемого столбом глинистого раствора. Этим по существу и ограничиваются возможности метода. Замена жидкости в скважине проводится с помощью насосных агрегатов, а иногда и буровых насосов. В некоторых случаях, когда по опыту освоения скважины данного месторождения имеется уверенность в безопасности, применяют дополнительно поршневание для отбора части жидкости из скважины и дальнейшего снижения забойного давления.

Компрессорный способ освоения. Этот способ нашел наиболее широкое распространение при освоении фонтанных, полужонанных и частично механизированных скважин. В скважину спускается колонна НКТ, а устье оборудуется фонтанной арматурой. К межтрубному пространству присоединяется нагнетательный трубопровод от передвижного компрессора.

При нагнетании газа жидкость в межтрубном пространстве отесняется до башмака НКТ или до пускового отверстия в НКТ, сделанного заранее на соответствующей глубине. Газ, попадая в НКТ, разгазирует жидкость в них. В результате давление на забое сильно снижается. Регулируя расход газа (воздуха), можно изменять плотность газожидкостной смеси в трубах, а следовательно, давление на забое P_z . При $P_z < P_{пл}$ начинается приток, и скважина переходит на фонтанный или газлифтный режим работы. После опробований и получения устойчивого притока скважина переводится на стационарный режим работы.

Освоение ведется с непрерывным контролем параметров процесса при герметизированном устье скважины. Поэтому этот способ наиболее безопасен и позволяет быстро получить значительные депрессии на пласт, что особенно важно для эффективной очистки призабойной зоны скважины. Однако применение компрессорного способа освоения ограничено в скважинах, пробуренных в рыхлых и неустойчивых коллекторах. В некоторых районах возникает необходимость освоения скважин глубиной 4500 – 5500 м, а увеличение глубины также ограничивает использование компрессорного способа.

Для более полного использования пластовой энергии, выноса жидкости с забоя и возможных промывок скважин башмак НКТ опускают до верхних перфорационных отверстий. Чтобы отеснить уровень жидкости до башмака НКТ, особенно при больших глубинах, нужны компрессоры, развивающие давление в несколько десятков мегапаскалей. Это осложняет освоение. Поэтому в колонне труб на заранее определенной глубине делают так называемое пусковое отверстие (пусковые

муфты или пусковой клапан). Опускающийся в межтрубном пространстве уровень жидкости обнажает это отверстие, нагнетаемый газ поступает через него в НКТ и разгазирует столб жидкости выше отверстия. Если давление внутри НКТ на уровне отверстия после разгазирования обозначить P_1 , то забойное давление P_c будет равно

$$P_c = P_1 + (H - L)\rho_1 \cdot g \cdot \cos\beta, \quad (2.2)$$

где H – глубина забоя (до верхних перфораций); L – глубина пускового отверстия; ρ_1 – плотность скважинной жидкости; β – средний угол кривизны скважины.

Забойное давление до нагнетания газа равно

$$P_{до} = H \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos\beta. \quad (2.3)$$

Вычитая из (2.3) (2.2), найдем депрессию на пласт

$$\Delta P_c = L \cdot \rho_1 \cdot g \cdot \cos\beta - P_1. \quad (2.4)$$

Чем больше давление, развиваемое компрессором, тем на большей глубине L может быть предусмотрено пусковое отверстие или башмак НКТ, а следовательно, больше ΔP при прочих равных условиях.

Однако с увеличением L увеличивается и P_1 , которое, вообще говоря, зависит от расхода газа, но оно не может быть снижено менее чем до 7–10 % от гидростатического давления, определяемого первым слагаемым в (2.4). Поэтому для освоения глубоких скважин требуются компрессоры, развивающие высокое давление. В момент оттеснения уровня жидкости к башмаку НКТ или пусковому отверстию давление в межтрубном пространстве, а следовательно, и на выходе компрессора максимально. По мере разгазирования жидкости в НКТ давление p_i (внутри НКТ на уровне отверстия) будет снижаться и давление на забой падать. Поэтому процесс освоения рассчитывают на этот, так сказать, критический момент.

Освоение скважин закачкой газированной жидкости. Освоение скважин путем закачки газированной жидкости заключается в том, что вместо чистого газа или воздуха в межтрубное пространство закачивается смесь газа с жидкостью (обычно вода или нефть). Плотность такой газожидкостной смеси зависит от соотношения расходов закачиваемых газа и жидкости. Это позволяет регулировать параметры процесса освоения. Поскольку плотность газожидкостной смеси больше плотности чистого газа, то это позволяет осваивать более глубокие скважины компрессорами, создающими меньшее давление.

Для такого освоения к скважине подвозится передвижной компрессор, насосный агрегат, создающий по меньшей мере такое же давление, как и компрессор, емкости для жидкости и смеситель для диспергирования газа в нагнетаемой жидкости. При нагнетании газожидкостная

смесь движется сверху вниз при непрерывно изменяющихся давлении и температуре. Процесс этот сложный. Однако можно записать уравнение баланса давлений с усредненными параметрами смеси и расхода.

При закачке газожидкостной смеси (ГЖС) на пузырьки воздуха действует архимедова сила, под действием которой они всплывают в потоке жидкости. Скорость всплытия зависит от размеров газовых пузырьков, вязкости жидкости и разности плотностей: чем мельче пузырьки, тем меньше скорость их всплытия. Обычно эта скорость относительно жидкости составляет 0,3–0,5 м/с. Поэтому скорость движения жидкости вниз должна быть больше скорости всплытия пузырьков газа. Иначе газ не достигнет башмака НКТ и давление на забое не снизится. Для создания достаточно больших скоростей жидкости необходимы большие расходы. Поэтому при закачке ГЖС предпочтительно это делать не через кольцевое пространство, а через НКТ, так как малое их сечение позволяет получить достаточно большие нисходящие скорости при умеренных объемных расходах жидкости. Считается, что для успешного осуществления процесса достаточно иметь нисходящую скорость жидкости порядка 0,8–1 м/с.

Для выноса с забоя тяжелых осадков (глинистого раствора, утяжелителя и частиц породы) обычно применяется обратная промывка. Поэтому закачка ГЖС, которая осуществляется после промывки, также производится по схеме обратной промывки без изменения обвязки скважины.

Запишем баланс давлений при закачке ГЖС в кольцевое пространство в тот момент, когда давление на насосе будет максимально. Рассмотрим случай, когда НКТ до башмака заполнены жидкостью, а затрубное пространство заполнено ГЖС; причем обе системы движутся со скоростями, соответствующими темпу нагнетания ГЖС.

Обозначим:

a_T – удельные потери на трение в НКТ при движении по ним жидкости, выраженные в м столба жидкости;

a_K – удельные потери на трение в кольцевом пространстве, выраженные в м столба ГЖС.

При обратной промывке давление у башмака НКТ со стороны кольцевого пространства равно

$$P_{cm} = \rho_{cm} \cdot g \cdot L \cdot \cos\beta - a_K \cdot \rho_{cm} \cdot g \cdot L + P_K. \quad (2.5)$$

Давление у башмака со стороны НКТ равно

$$P_T = \rho_{ж} \cdot g \cdot L \cdot \cos\beta + a_T \cdot \rho_{ж} \cdot g \cdot L + P_y, \quad (2.6)$$

где ρ_{cm} – среднеинтегральное значение плотности ГЖС в кольцевом пространстве; $\rho_{ж}$ – плотность скважинной жидкости; L – длина НКТ; β –

средний угол отклонения ствола скважины от вертикали; P_k – давление нагнетания на устье скважины в кольцевом пространстве; P_y – противодавление на выкиде; g – ускорение свободного падения.

Очевидно, $P_T = P_{cm}$, поэтому, приравнявая (2.5) и (2.6) и решая относительно L , получим

$$L = \frac{P_k - P_y}{(\rho_{ж} - \rho_{cm}) \cdot g \cdot \cos\beta + (a_T \cdot \rho_{ж} + a_k \cdot \rho_{cm}) \cdot g}. \quad (2.7)$$

Формула (2.7) определяет предельную глубину спуска башмака НКТ при заданных параметрах процесса ($\rho_{ж}$, ρ_{cm} , P_k , P_y , a_T , a_k). Решая формулу (2.7) относительно P_k , получим давление на устье скважины, необходимое для закачки ГЖС при заданной глубине L спуска НКТ:

$$P_k = P_y + L \cdot g [(\rho_{ж} - \rho_{cm}) \cdot \cos\beta + (a_T \cdot \rho_{ж} + a_k \cdot \rho_{cm})]. \quad (2.8)$$

Величины P_y , L , $\rho_{ж}$, β обычно известны. Величины a_T , a_k и ρ_{cm} определяются: a_T – по обычным формулам трубной гидравлики, а a_k и ρ_{cm} – сложными вычислениями с использованием ЭВМ для численного интегрирования дифференциального уравнения движения ГЖС.

При освоении скважины газированной жидкостью к устью присоединяется через смеситель линия от насосного агрегата, ко второму отводу смесителя – выкидная линия компрессора. Сначала запускается насос и устанавливается циркуляция. Скважинная жидкость (глинистый раствор) сбрасывается в земляной амбар или другую емкость. При появлении на устье нагнетаемой чистой жидкости (вода, нефть) запускается компрессор, и сжатый газ подается в смеситель для образования тонкодисперсной ГЖС. По мере замещения жидкости газожидкостной смесью давление нагнетания увеличивается и достигает максимума, когда ГЖС подойдет к башмаку НКТ. При попадании ГЖС в НКТ давление нагнетания снижается.

Освоение скважинами насосами. На истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, когда не ожидаются фонтанные проявления, скважины могут быть освоены откачкой из них жидкости скважинными насосами (ШСН или ПЦЭН), спускаемыми на проектную глубину в соответствии с предполагаемыми дебитом и динамическим уровнем. При откачке из скважины жидкости насосами забойное давление уменьшается, пока не достигнет величины $P_c < P_{пл}$, при которой устанавливается приток из пласта. Такой метод эффективен в тех случаях, когда по опыту известно, что скважина не нуждается в глубокой и длительной депрессии для очистки призабойной зоны от раствора и разрушения глинистой корки.

Перед спуском насоса скважина промывается до забоя водой или лучше нефтью, что вызывает необходимость подвоза к скважине про-

мывочной жидкости – нефти и размещения насосного агрегата и емкости. При промывке водой в зимних условиях возникает проблема подогрева жидкости для предотвращения замерзания.

В заключение необходимо отметить, что в различных нефтяных районах вырабатывались и другие практические приемы освоения скважин в соответствии с особенностями того или иного месторождения. В качестве примера можно указать и на такой прием, когда при компрессорном методе в затрубное пространство, заполненное нагнетаемым воздухом, подкачивают некоторое количество воды для увеличения плотности смеси и снижения давления на компрессоре. Это позволяет осуществить продавку скважины при большей глубине спуска НКТ.

2.2. Передвижные компрессорные установки

Для освоения скважин и вызова притока используются различные передвижные компрессорные установки. Широкий диапазон климатических и технологических условий потребовал создания передвижных компрессорных установок различных конструкций. Наиболее распространена передвижная компрессорная установка УКП-80. Она смонтирована на гусеничной тележке ТГТ-20 «Восток» и имеет на общей раме дизель В2-300, редуктор и компрессор КП-80 с подачей 8 м³/мин при стандартных условиях.

Техническая характеристика УКП-80

Рабочее давление, Мпа	8
Подача, м ³ /мин	8
Расход топлива, кг/ч	43
Общая масса установки, кг	16 100
Длина, мм	6615
Высота, мм	2870
Ширина, мм	2650
Мощность дизеля, кВт	173

УКП-80 транспортируется к скважинам трактором-тягачом. Для облегчения транспортировки УКП-80 к скважинам ее монтируют на шасси тяжелых грузовиков КрАЗ-257.

Новая станция КС-16/100 смонтирована на трехосном автоприцепе, закрытом цельнометаллическим кожухом. Общая масса станции 23 т. Станция имеет дизель 1Д12Б, редуктор, трансмиссию и четырехступенчатый компрессор с подачей 16 м³/мин при давлении 10 МПа, теплозвукоизолированную кабину для машиниста, в которую вынесены приборы для контроля и управления. Эта станция расширяет возможности освоения скважин, так как имеет в 2 раза большую подачу и рассчитана на повышенное давление. Однако для условий севера ее использование затруднено из-за заболоченности территорий и отсутствия дорог.

Существенным достижением в этой области явилось использование относительно легких и компактных свободнопоршневых дизелей-компрессоров ДК-10. Эти машины не имеют шатунно-кривошипного механизма, поэтому лучше уравновешены. Свободнопоршневой дизель-компрессор (СПДК) имеет двухтактный дизель и четырехступенчатый поршневой компрессор со свободными поршнями, движущимися в противоположных направлениях с одинаковой длиной хода. Он выполнен в одном корпусе, имеет общую для дизеля и компрессора пусковую систему, системы смазки и охлаждения. Поршневые группы движутся возвратно-поступательно в противоположных направлениях. В машине отсутствуют передаточные механизмы (редуктор, трансмиссия), нет маховиков, муфт сцепления и т. п. Это и обуславливает малую массу, компактность и высокий к.п.д.

На базе дизелей-компрессоров ДК-10 создан передвижной агрегат АК-7/200, состоящий из двух компрессоров ДК-10, смонтированных под кожухом на металлических санях. Передвижной агрегат АК-7/200 может транспортироваться на внешней подвеске вертолета. Масса агрегата 6,8 т при подаче $7 \text{ м}^3/\text{мин}$ и давлении 20 МПа. Температура воздуха на выходе из последней ступени 35°C . Расход топлива 34 кг/ч. Запуск производится от баллонов сжатым воздухом без предварительного подогрева. Имеется изолированная кабина для машиниста. Это позволило использовать агрегат в северных условиях и на заболоченных территориях. Кроме того, имеется аналогичный агрегат (дизель-компрессорная станция ДКС 7/100 А), смонтированный на шасси автомобиля высокой проходимости КрАЗ-2555.

Для условий северных нефтяных месторождений создан также агрегат ДКС-3,5/200 Тп, состоящий из одного компрессора ДК-10, смонтированного на плавающем гусеничном транспортере ГТ-Т. Подача его $3,5 \text{ м}^3/\text{мин}$, давление 20 МПа, расход топлива 17 кг/ч. Для освоения очень глубоких скважин используют агрегат ДКС-1,7/400, состоящий из одного дизеля-компрессора ДК-10 с подачей $1,7 \text{ м}^3/\text{мин}$ и развивающий давление 40 МПа. Он смонтирован на металлических санях. Его масса 3,5 т. Однако малые подачи сильно увеличивают продолжительность освоения скважин.

2.3. Освоение нагнетательных скважин

Если целью освоения эксплуатационной скважины является получение возможно большего коэффициента продуктивности при данных параметрах пласта, то цель освоения нагнетательной скважины – получение возможно большего коэффициента поглощения или приемистости, который можно определить как отношение изменения количества нагнетаемой воды к соответствующему изменению давления нагнетания

$$K_{\text{п}} = \frac{Q_1 - Q_2}{P_1 - P_2},$$

или в дифференциальном виде

$$K_{\text{п}} = \frac{dQ}{dP}.$$

При больших $K_{\text{п}}$ возможна закачка в пласт расчетных количеств воды при относительно низких давлениях нагнетания. Это приводит к сокращению энергетических затрат на поддержание пластового давления и к некоторому сокращению необходимого числа нагнетательных скважин.

Нагнетательные скважины бурятся в водонасыщенной (например, законтурные) и в нефтенасыщенной (скважины разрезающих рядов или внутриконтурные) частях пласта. Методы их освоения различны. Если первые осваиваются сразу под нагнетание воды, то вторые обычно предварительно эксплуатируются на нефть для получения самой нефти, а также для понижения пластового давления в зоне скважины. Если осваивается под нагнетание внутриконтурный ряд нагнетательных скважин, то они осваиваются через одну, т. е. одна скважина ряда используется под нагнетание воды, а соседняя эксплуатируется как нефтяная с максимально возможным отбором жидкости. Следующая скважина также осваивается под нагнетание, а соседняя – как эксплуатационная и т. д.

Максимально возможный отбор нефти из скважин нагнетательного ряда производится до тех пор, пока в их продукции появится пресная вода, нагнетаемая в соседние водяные скважины. Такой порядок освоения позволяет сформировать в нефтенасыщенной части пласта линейный фронт нагнетаемой воды, вытесняющий нефть к эксплуатационным рядам скважин.

По степени трудности освоения нагнетательные скважины можно условно разделить на три группы.

I группа. Скважины, пробуренные в монолитные сравнительно однородные песчаники с хорошей проницаемостью $(0,5-0,7)10^{-12} \text{ м}^2 \text{ с}$ толщиной пласта более 10 м. Они осваиваются простейшими способами, например, после тщательной промывки (допустимое КВЧ порядка 3–5 мг/л) последующим интенсивным поршневанием для создания чистых дренажных каналов в призабойной части пласта. Такие скважины обычно имеют высокие удельные коэффициенты приемистости (более $0,25 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$ на 1 м толщины пласта) и работают с высокими устойчивыми расходами, превышающими $700-1000 \text{ м}^3 \text{ сут}$.

II группа. Скважины, вскрывающие пласты с глинистыми прослоями, песчаники которых имеют пониженную проницаемость. Общая толщина песчаных прослоев обычно составляет от 6 до 12 м. Средний удельный коэффициент приемистости таких скважин примерно в 2 раза меньше, чем у скважин I группы. Скважины II группы трудно осваиваемые и требуют специальных методов освоения или целого комплекса таких методов. Характеризуются затуханием поглотительной способности и периодическими остановками для мероприятий по восстановлению приемистости.

III группа. Скважины, вскрывающие пласты с глинистыми прослоями, чередующимися с проницаемыми песчаниками с малой суммарной толщиной и низкой проницаемостью. Удельные коэффициенты приемистости составляют менее $0,1 \text{ м}^3/(\text{сут МПа})$. Освоение таких скважин под нагнетание затягивается на несколько месяцев и требует применения самых эффективных методов воздействия на их призабойную зону, как, например, поинтервального гидроразрыва пласта, кислотных обработок и очень больших давлений нагнетания, соизмеримых с горным. Приемистость скважин III группы быстро затухает и через 2–3 мес в них снова проводятся работы по ее восстановлению. Для таких скважин особенно жесткими становятся требования к закачиваемой воде, которая не должна содержать взвесь и гидроокись железа.

При освоении нагнетательных скважин используют следующие технические приемы.

1. Интенсивные промывки прямые и обратные с расходом $1200\text{--}1500 \text{ м}^3/\text{сут}$ до минимально возможного и стабильного содержания КВЧ в обратном потоке. Их продолжительность обычно 1–3 сут. Воду для промывки берут из нагнетательного водовода или закачивают насосным агрегатом по закольцованной схеме с обязательным предварительным отстоем воды в специальных емкостях. При этом тщательно контролируются выходящая и нагнетаемая воды на содержание КВЧ. Вообще скважины промывают после всех операций, проводимых для увеличения их поглотительной способности.

2. Интенсивный дренаж скважины для очистки призабойной зоны. Дренаж осуществляется различными методами.

а) Поршневанием при максимально возможной глубине спуска поршня, при этом необходимо устанавливать пакер, изолирующий кольцевое пространство. В последнем случае удастся получить большие депрессии на пласт (до 12 МПа).

б) Компрессорным способом. Жидкость из скважины отбирается с помощью передвижного компрессора при условии, что последний позволяет продавить жидкость до башмака НКТ. Трубы в этом случае

должны быть спущены до верхних дыр фильтра. Сверление в НКТ пускового отверстия для снижения необходимого давления компрессора в данном случае нежелательно, так как при последующем нагнетании воды через это отверстие давление будет передаваться в затрубное пространство. Использование пускового отверстия возможно только лишь в период интенсивного дренирования. Дренирование производится до стабилизации КВЧ при постоянном контроле за его содержанием.

в) Насосным способом (ПЦЭН) до стабилизации КВЧ.

г) Самоизливом при интенсивном водопритоке, т. е. сбросом воды из скважины в канализацию. Такая операция более эффективна при многократных кратковременных изливах, когда скважина периодически в течение 6–15 мин работает на излив с максимальной производительностью. Такую операцию повторяют до стабилизации КВЧ. К такому способу целесообразно прибегать в тех случаях, когда дебит скважины превышает несколько десятков кубометров в сутки. Кратковременными изливами удастся в 4–6 раз сократить расход воды по сравнению с непрерывным самоизливом для достижения стабильного содержания КВЧ.

3. Солянокислотные обработки призабойных зон скважин, вскрывших карбонатные пласты или пласты, содержащие карбонатный цементирующий материал, а также для растворения окалины. Для этого в пласт закачивают 0,8–1,5 м³ на 1 м толщины пласта 10–15%-го раствора ингибированной соляной кислоты и оставляют скважину на сутки. Затем после дренирования и промывки скважину переводят под нагнетание.

4. Гидравлический разрыв пласта (ГРП). Скважины III группы обычно удается освоить только после ГРП и ряда последующих операций (дренаж, промывка). Однако в горизонтах, представленных чередованием глин и песчаников, ГРП не эффективен, так как трещины образуются в одном наиболее проницаемом прослое. Лучшие результаты получаются при поинтервальном ГРП, т. е. гидроразрыве каждого прослоя. При этом необходимо применение двух пакеров, спускаемых на НКТ II устанавливаемых выше и ниже намечаемого для обработки интервала.

5. Промывка скважины НКТ и водоводов водопесчаной смесью. Часто малоэффективность освоения нагнетательных скважин или малые приемистости являются результатом быстрого загрязнения поверхности пласта окалиной и твердыми частицами, приносимыми водой из водоводов.

Для их очистки водоводы и скважины промывают водопесчаной смесью (50 кг песка на 1 м³ воды) с помощью цементируемых агрегатов. При таких промывках из скважины или водовода выходит густая,

черпая водопесчаная смесь с ржавчиной, по через 20–30 мин, в зависимости от интенсивности прокачки, вода светлеет и содержание в ней КВЧ и железа уменьшается до следов. После таких промывок уменьшаются почти наполовину потери на трение в водоводах.

6. Нагнетание в скважину воды в течение нескольких часов под высоким давлением, превышающим нормальное давление нагнетания, в тех случаях, если коллектор имеет некоторую естественную трещиноватость. Для этого к скважине подключают три-четыре насосных агрегата и создают дополнительное давление, при котором естественные трещины в пласте расширяются и поглощательная способность скважины резко возрастает. Такая операция представляет собой упрощенный вариант ГРП» после которого в пласте происходит необратимый процесс раскрытия трещин, через которые глубоко в пласт прогоняются взвесь и глинистые осадки.

7. Предварительная обработка горячей водой или нефтью нефтяных скважин, предназначенных под нагнетание, для удаления парафиновых и смолистых накоплений в призабойных зонах. Подогрев осуществляют от паровых передвижных установок, смонтированных на автомобильном ходу (ППУ).

Расход нагнетаемой воды обычно увеличивается быстрее, чем растет давление нагнетания. Другими словами, коэффициент поглощательной способности увеличивается с ростом давления нагнетания. Глубинные исследования расходомерами показали, что при этом возрастает и интервал поглощения, а следовательно, и охват пласта процессом вытеснения по толщине в результате увеличения раскрытости естественных трещин и присоединения дополнительных прослоев пласта к процессу поглощения жидкости.

Для расширения интервала поглощения иногда закачивают в скважину 2–5 м³ известковой суспензии концентрации 15 кг СаО на 1 м³ воды с последующим добавлением сульфит-спиртовой барды (ССБ) вязкостью примерно $500 \cdot 10^{-3}$ Па·с для уплотнения поглощающего прослоя. При последующем увеличении давления нагнетания таким приемом удается расширить интервал поглощения и выравнять или расширить профиль приемистости. При получении отрицательных результатов закачанная известковая суспензия растворяется слабым раствором HCl и последующей промывкой скважины.

3. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ НЕФТИ

3.1. Цели и методы воздействия

Целями воздействия на залежь нефти являются поддержание пластового давления и, что более важно, увеличение конечной нефтеотдачи. В последнем случае методы воздействия могут быть иными, и они часто находят применение на истощенных месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, хотя пластовое давление может оставаться на уровне первоначального или превышать его.

Часто методы воздействия преследуют обе цели, т. е. поддержание пластового давления и увеличение конечного коэффициента нефтеотдачи.

Масштабы применения методов воздействия на залежи нефти очень велики. Около 85 % нефти добывается из пластов, подвергнутых методам воздействия. Среди них доминирующим методом остается поддержание пластового давления (ППД) закачкой в пласт воды.

Существуют следующие основные методы воздействия на пласт.

А. Поддержание пластового давления закачкой в пласт воды, к которому относятся:

1. Законтурное заводнение.
2. Приконтурное заводнение.
3. Внутриконтурное заводнение, которое можно разделить на:
 - а) разрезание залежи линейными или круговыми рядами нагнетательных скважин;
 - б) блочная система заводнения;
 - в) очаговое заводнение;
 - г) избирательное заводнение;
 - д) площадное заводнение.

Б. Поддержание давления закачкой газа:

1. Закачка воздуха.
2. Закачка сухого газа.
3. Закачка обогащенного газа.
4. Закачка газа при параметрах, близких к критическим.

В. Тепловые методы воздействия.

1. Закачка в пласт горячей воды.
2. Закачка перегретого пара.
3. Создание в пласте подвижного фронта горения.
4. Тепловая обработка призабойной зоны пласта.

Существуют так же, хотя в очень ограниченных масштабах и другие специальные методы воздействия, которые являются сочетанием названных выше. К этим методам можно отнести закачку различных ве-

ществ в пласт, таких как растворители с последующим их проталкиванием сухим газом или водой (закачка сжиженного газа); карбонизированная вода с последующим ее проталкиванием водой; углекислый газ; мицеллярные растворы в виде оторочек, смешивающихся с пластовой нефтью и вытесняющим агентом – водой; газогенераторные газы, получаемые сжиганием нефти при давлениях закачки в специальных аппаратах – газогенераторах.

Основное назначение многих из этих методов – не поддержание пластового давления, а повышение коэффициента нефтеотдачи в сочетании с попутным эффектом – частичным поддержанием пластового давления.

Как показывают исследования, объем растворителей при закачке должен составлять от 5 до 15 % объема пласта между линиями нагнетания и отбора. Для закачки газа требуются очень мощные компрессорные установки высокого давления (превышающие пластовое), что приводит к большим удельным расходам энергии на единицу добытой нефти по сравнению, например, с закачкой воды. Для реализации перспективного метода – закачки карбонизированной воды и CO_2 – необходимы очень большие количества углекислого газа, получение которого в нужных количествах также вызывает большие технические трудности и требует специальных капитальных вложений.

3.2. Технология поддержания пластового давления закачкой воды

3.2.1. Размещение скважин

Законтурное заводнение. Воздействие на пласт в этом случае осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных за внешним контуром нефтеносности. Линия нагнетательных скважин располагается примерно в 300 – 800 м от контура нефтеносности для создания более равномерного воздействия на него, предупреждения образования языков обводнения и локальных прорывов воды в эксплуатационные скважины.

Законтурное заводнение целесообразно:

- при хорошей гидродинамической связи нефтеносного пласта с областью размещения нагнетательных скважин;
- при сравнительно малых размерах залежи нефти, когда отношение площади залежи к периметру контура нефтеносности составляет 1,5–1,75 км (хотя известны случаи разработки месторождений при иных соотношениях этих величин);

- при однородном пласте с хорошими коллекторскими свойствами как по толщине пласта, так и по площади.

В этих условиях система законтурного заводнения позволяет наиболее полно выработать запасы и вытеснить нефть к центральной возвышенной части пласта, к так называемому стягивающему ряду добывающих скважин или к одной скважине.

Законтурное заводнение имеет и недостатки. К их числу можно отнести следующие:

- повышенный расход энергии (дополнительные затраты мощностей насосных установок) на извлечение нефти, так как нагнетаемой воде приходится преодолевать фильтрационное сопротивление зоны пласта между контуром нефтеносности и линией нагнетательных скважин;

- замедленное воздействие на залежь из-за удаленности линии нагнетания;

- повышенный расход воды вследствие ее оттока во внешнюю область пласта за пределы линии нагнетания.

Приконтурное заводнение. Ускорения воздействия на залежь можно достигнуть размещением нагнетательных скважин в непосредственной близости от контура нефтеносности или даже между внешним и внутренним контурами нефтеносности. Приконтурное заводнение применяется:

- при ухудшенной гидродинамической связи пласта с внешней областью;

- при сравнительно малых размерах залежи (см. законтурное заводнение);

- для интенсификации процесса эксплуатации, так как фильтрационные сопротивления между линиями нагнетания и отбора уменьшаются за счет их сближения.

Однако вероятность образования языков обводнения и прорыва воды к отдельным скважинам эксплуатационных рядов увеличивается. С этим связаны некоторые возможные потери нефти вследствие образования целиков между нагнетательными скважинами. Нефть из этих целиков может быть вытеснена только при очень тщательном регулировании процесса выработки, включая бурение дополнительных скважин.

С энергетической точки зрения приконтурное заводнение более экономично, хотя при хорошей гидропроводности внешней области потери нагнетаемой воды неизбежны.

Внутриконтурное заводнение. Воздействие на пласт в этом случае осуществляется через систему нагнетательных скважин, расположенных по той или иной схеме внутри контура нефтеносности. Это более интен-

сивная система воздействия на залежь нефти, позволяющая сократить сроки выработки запасов и быстро наращивать добычу нефти.

Различают несколько разновидностей внутриконтурного заводнения: разрезание залежи линиями нагнетательных скважин на полосы, кольца, создание центрального разрезающего ряда с несколькими поперечными рядами и в сочетании с приконтурным заводнением.

Выбор схемы расположения нагнетательных скважин определяется конкретными геологическими условиями, экономически целесообразными сроками выработки запасов и величиной необходимых капвложений. Как правило, линии нагнетательных скважин располагают в зонах пласта с улучшенными коллекторскими свойствами и перпендикулярно к доминирующему простиранию линз и проницаемых песчаников, что позволяет устранить или уменьшить блокировку нагнетаемой воды и повысить охват пласта воздействием.

Законтурное заводнение при наличии внутриконтурного должно предотвратить вытеснение нефти во внешнюю – законтурную область, а также интенсифицировать процесс. С энергетической точки зрения использование внутриконтурного заводнения более эффективно, чем законтурного и приконтурного, так как почти вся нагнетаемая вода используется в этом случае для вытеснения нефти по обе стороны разрезающего ряда. При внутриконтурном заводнении скважины разрезающих рядов эксплуатируются на нефти «через одну» для формирования фронта вытеснения, т. е. полосы водонасыщенной части пласта.

Перечисленные системы заводнения, как правило, применяются на больших оконтуренных месторождениях с установленными границами и достаточно достоверными данными о характеристиках пласта.

Блочное заводнение целесообразно на больших неоконтуренных месторождениях, когда по данным разведочных скважин очевидна промышленная нефтеносность в районе их расположения. В этом случае до окончательной разведки месторождения и определения контуров нефтеносности возможен ускоренный ввод объекта в эксплуатацию путем разрезания рядами нагнетательных скважин месторождения на отдельные блоки с самостоятельными сетками эксплуатационных скважин. Тогда внутри каждого блока бурят добывающие скважины в виде рядов, число и плотность которых на площади блока определяют гидродинамическими и технико-экономическими расчетами. При окончательной разведке и оконтуривании месторождения блоки, введенные в эксплуатацию раньше, технологически вписываются в общую схему разработки и составляют с ней органически целое.

Очаговое заводнение используют в сочетании с любой другой системой заводнения для улучшения охвата пласта вытеснением, а также

для выработки запасов из отдельных линз или участков пласта (застойных зон), на которые не распространяются влияние закачки от ближайших нагнетательных рядов. Как правило, при очаговом заводнении используют под нагнетание одну из добывающих скважин, расположенную рационально по отношению к окружающим добывающим скважинам и в зоне пласта с повышенной проницаемостью. Однако для очагового заводнения возможно бурение специальной скважины или даже группы скважин для увеличения охвата воздействием большего объема нефтенасыщенной части пласта или его слабопроницаемых зон.

При достаточно детальной геологической изученности объекта разработки очаговое заводнение может применяться и как самостоятельное на всех этапах разработки и доработки месторождения и в известном смысле является средством регулирования процесса вытеснения.

Избирательную систему заводнения применяют, как и очаговую, при выработке запасов нефти из сильно неоднородных прерывистых как по простиранию, так и по толщине коллекторов. При этой системе точки бурения нагнетательных скважин определяют с учетом детального изучения геологических условий распространения продуктивного пласта, его связей с забоями ближайших добывающих скважин и таким образом, чтобы обеспечить максимально возможную интенсивность вытеснения нефти водой и свести до минимума влияние неоднородности и линзовидности пласта на полноту выработки и конечный коэффициент нефтеотдачи. Вследствие этого нагнетательные скважины оказываются расположенными на площади хаотично, отражая естественную неоднородность коллектора.

Это осложняет систему водоснабжения нагнетательных скважин. На первых этапах разработки, когда геологическая информация ограничена или просто недостаточна, эта система не может быть применена. Она эффективна лишь на последующих этапах, когда выявляются детали строения пласта и результаты влияния на скважины закачки основной системы заводнения.

Площадное заводнение – наиболее интенсивная система воздействия на пласт, обеспечивающая самые высокие темпы разработки месторождений. Добывающие и нагнетательные скважины при этой системе располагаются правильными геометрическими блоками в виде пяти-, семи- или девятиточечных сеток, в которых нагнетательные и добывающие скважины чередуются (рис. 3.1). При разбуривании площади по таким равномерным сеткам скважин оказывается, что при пятиточечной схеме на каждую нагнетательную скважину приходится одна добывающая, при семиточечной схеме две добывающие, а при девятиточечной

три добывающие скважины. Учитывая, что нагнетательные скважины не дают продукцию, становится очевидным, что девятиточечная схема экономически выгоднее, однако интенсивность воздействия на залежь при этом меньше и вероятность существования целиков нефти при прорыве воды в добывающие скважины больше. Исторически сложилось так, что площадное заводнение использовали на последних стадиях разработки как вторичные методы добычи нефти. Однако система площадного заводнения имеет самостоятельное значение, может эффективно использоваться на ранних этапах разработки при хорошей изученности пласта.

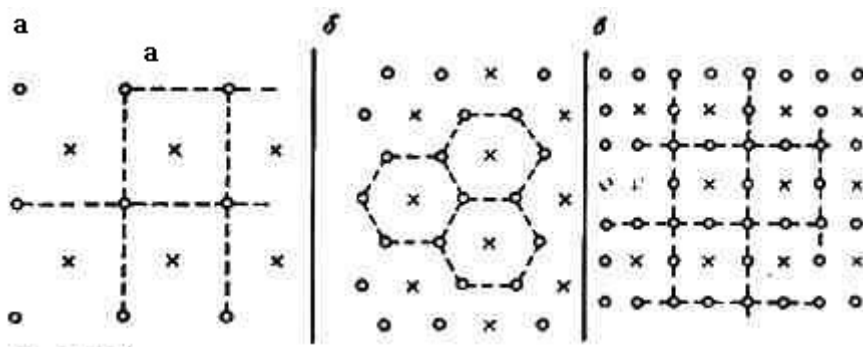


Рис. 3.1. Схема размещения скважин при площадном заводнении:
 а – 5 – точечная система; б – 7 – точечная система; в – 9 – точечная система.
 Пунктиром выделены симметричные элементы

В заключение необходимо заметить, что перечисленные схемы размещения скважин могут применяться не только при закачке воды, но и при закачке газа или при проталкивании газом или водой различных растворителей в виде оторочек. Однако масштабы применения других методов воздействия, по сравнению с закачкой воды, настолько малы, что приходится говорить главным образом о размещении скважин при заводнении.

3.3. Основные характеристики поддержания пластового давления закачкой воды

Техника и технология ППД закачкой воды связана с некоторыми понятиями и определениями, которые характеризуют процесс, его масштабы, степень компенсации отборов закачкой, сроки выработки запасов, число нагнетательных и добывающих скважин и др. К числу таких характеристик относится количество нагнетаемой воды. При искусственном водонапорном режиме, когда отбор нефти происходит при давлении в пласте выше давления насыщения, объем отбираемой жидкости, приведенный к пластовым условиям, должен равняться объему нагнетаемой жидкости, также приведенной к пластовым условиям, г. е. к пластовой температуре и давлению. Поскольку в этих условиях пласто-

вая продукция состоит только из нефти и воды, а газ находится в растворенном состоянии, то можно написать следующее уравнение баланса расходов жидкостей, приведенных к пластовым условиям:

$$Q_{\text{наг}} \cdot b_{\text{в}} = (Q_{\text{н}} \cdot b_{\text{н}} + Q_{\text{в}} \cdot b'_{\text{в}} + Q_{\text{ут}}) \cdot k, \quad (3.1)$$

$Q_{\text{наг}}$ – объемный расход нагнетаемой воды при стандартных условиях (например, м³/г); $b_{\text{в}}$ – объемный коэффициент нагнетаемой воды, учитывающий увеличение объема воды при нагревании до пластовой температуры и уменьшение ее объема при сжатии до пластового давления (для обычных пластовых температур и давлений $b_{\text{в}} = 1,01$); $Q_{\text{н}}$ – объемная добыча нефти (суммарный дебит) при стандартных условиях (дебит товарной нефти); $b_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти, учитывающий ее расширение за счет растворения газа, повышения температуры и незначительное сжатие от давления. (Для каждого конкретного пласта $b_{\text{н}}$ определяется экспериментально на установках pVT или приближенно рассчитывается по статистическим формулам. Обычно $b_{\text{н}} = 1,05 - 1,30$, но иногда достигает величины 2,5 для нефтей грозненских месторождений верхнего мела); $Q_{\text{в}}$ – объемная добыча извлекаемой из пласта воды, измеренная при стандартных условиях; $b'_{\text{в}}$ – объемный коэффициент извлекаемой минерализованной воды, который может отличаться от объемного коэффициента для пресной воды; $Q_{\text{ут}}$ – объемный расход воды, уходящей во внешнюю область (утечки); k – коэффициент, учитывающий потери воды, при периодической работе нагнетательных скважин на самоизлив, при порывах водоводов и по другим технологическим причинам. Обычно коэффициент $k = 1,1 - 1,15$.

Из уравнения (3.1) находят расход нагнетаемой воды $Q_{\text{наг}}$. Очевидно, число нагнетательных скважин $n_{\text{наг}}$, их средний дебит $q_{\text{наг}}$ и расход нагнетаемой воды $Q_{\text{наг}}$ связаны соотношением

$$Q_{\text{наг}} = q_{\text{наг}} \cdot n_{\text{наг}}. \quad (3.2)$$

Если по результатам опытной эксплуатации нагнетательных скважин или по результатам расчета известен их дебит $q_{\text{наг}}$, то из (3.2) определяют необходимое число нагнетательных скважин $n_{\text{наг}}$. Если $n_{\text{наг}}$ предопределено схемой размещения скважин, то из (3.2) определяют средний дебит нагнетательной скважины $q_{\text{наг}}$, который зависит от гидропроводности пласта в районе нагнетательной скважины и от репрессии, т. е. от величины давления нагнетания воды.

Дебит нагнетательной скважины находят гидродинамическими расчетами всей системы добывающих и нагнетательных скважин или приближенно по формуле радиального притока, преобразованной для репрессии. Давление нагнетания и дебиты должны находиться в технически осуществимых пределах и не должны превышать возможностей

технологического оборудования. Некоторое регулирование этих величин возможно воздействием на призабойную зону нагнетательных скважин для улучшения их поглотительной способности (кислотные обработки, гидроразрывы и др.).

Для оценки степени компенсации отборов жидкостей из пласта закачкой вводится понятие коэффициента компенсации.

Коэффициент текущей компенсации

$$m_T = \frac{Q_{\text{наг}} \cdot b_B}{(Q_H \cdot b_H + Q_B \cdot b'_B + Q_{\text{ут}}) \cdot k} \quad (3.3)$$

- отношение дебита нагнетаемой воды к дебиту отбираемых жидкостей, приведенных к пластовым условиям за единицу времени (год, месяц, сутки и т. д.). Этот коэффициент показывает, насколько скомпенсирован отбор закачкой в данный момент времени. Если $m_T < 1$, закачка отстает от отбора и следует ожидать падения среднего пластового давления. Если $m_T > 1$, закачка превышает отбор и давление в пласте должно расти. При $m_T = 1$ должна наблюдаться стабилизация текущего пластового давления на существующем уровне, независимо, каким он был в начале разработки.

Коэффициент накопленной компенсации

$$m_H = \frac{\int_0^t Q_{\text{наг}} \cdot b_B \cdot dt}{\int_0^t (Q_H \cdot b_H + Q_B \cdot b'_B + Q_{\text{ут}}) \cdot k \cdot dt} \quad (3.4)$$

Числитель в (3.4) – суммарное количество закачанной в пласт воды от начала закачки до данного момента времени t . Знаменатель – суммарное количество отобранной из пласта нефти и воды, приведенное к пластовым условиям, а также суммарные утечки за время нагнетания в течение всей эксплуатации залежи, включая отбор жидкости разведочными скважинами. При этом, если $m_H < 1$, текущее среднее пластовое давление меньше первоначального, так как закачка не скомпенсировала суммарный отбор. Если $m_H = 1$, среднее пластовое давление восстанавливается до начального пластового давления, так как закачка полностью компенсирует суммарный отбор жидкостей.

Если $m_H > 1$, текущее среднее пластовое давление превышает первоначальное, так как закачано в пласт жидкости больше, чем отобрано.

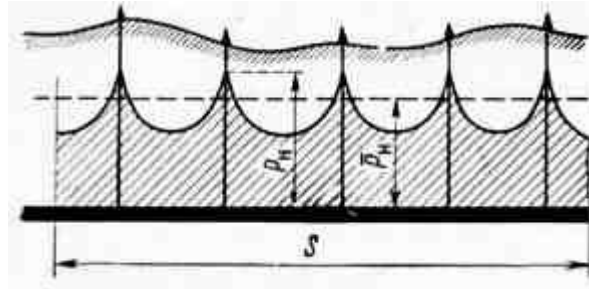


Рис. 3.2. Изменение давления вдоль линии нагнетания

В технологии добычи нефти часто пользуются такими понятиями, как «давление на линии нагнетания» и «давление на линии отбора». Введение этих понятий упрощает физическую картину фильтрации жидкости от линии расположения нагнетательных скважин к рядам добывающих скважин, а также позволяет однозначно характеризовать депрессию обуславливающую приток жидкости к линиям отбора. Давление на линии нагнетания – это среднеинтегральное давление в пласте вдоль линии нагнетательных скважин. Вокруг нагнетательных скважин образуются репресссионные воронки, обращенные вверх с наибольшим давлением (вершина воронки) на забоях нагнетательных скважин (рис. 3.2). На рисунке ординаты заштрихованной части эпюры – абсолютные величины давлений в пласте, изменяющиеся вдоль S . Средняя ордината, т. е. высота p_n прямоугольника длиной S и площадью $P_n S$, – среднеинтегральное давление.

По определению

$$\bar{P}_n = \frac{\int_0^S P(S) \cdot dS}{S}. \quad (3.13)$$

или

$$\bar{P}_n = \frac{F}{S}, \quad (3.14)$$

где F – заштрихованная площадь эпюры давлений.

Забойные давления нагнетательных скважин могут быть различны. Закон распределения давления вокруг забоя скважин близок к логарифмическому. Используя формулу для распределения давления при радиальном течении, можно построить кривые распределения давления между нагнетательными скважинами. Таким образом, по эпюре распределения давления вдоль линии нагнетания в реальном конкретном случае может быть определена площадь эпюры F , а по формуле (3.14) найдено давление на линии нагнетания. Существуют весьма простые расчетные методы определения давления на линии нагнетания, однако эти методы

справедливы только при одинаковых забойных давлениях во всех нагнетательных скважинах, равных расстояниях между скважинами и однородном пласте. Расчетная формула имеет вид

$$\bar{P}_n = P_n - Q \cdot \omega \quad (3.15)$$

где P_n – давление на забоях нагнетательных скважин (во всех скважинах одинаковое); Q – суммарный дебит нагнетательного ряда;

$$\omega = \frac{\mu}{2\pi khn} \ln \frac{\sigma}{\pi r_{пр}} - \text{внутреннее фильтрационное сопротивление нагнетательного ряда.}$$

Здесь μ – вязкость воды; k – проницаемость; h – толщина пласта; n – число скважин в ряду; σ – половина расстояния между нагнетательными скважинами; $r_{пр}$ – приведенный радиус нагнетательной скважины.

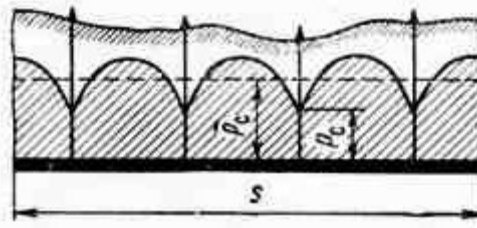


Рис. 3.3. Изменение давления вдоль линии отбора

Давление на линии отбора определяется аналогично, т. е. как среднеинтегральное давление вдоль линии добывающих скважин. В добывающих скважинах депрессионная воронка обращена вершиной вниз (рис. 3.3). Давление на линии отбора равно

$$\bar{P}_c = \frac{\int_0^S P(S) \cdot dS}{S} \quad (3.16)$$

или

$$\bar{P}_c = \frac{F}{S}, \text{ где } F - \text{площадь заштрихованной эпюры.}$$

При аналитических расчетах

$$\bar{P}_c = P_n + Q \cdot \omega,$$

где P_n – давление на забоях добывающих скважин данного ряда (одинаковые во всем ряду); Q – дебит добывающих скважин данного ряда, расположенных в пределах длины S .

Среднее давление на линии нагнетания меньше забойных давлений в нагнетательных скважинах ($P_n' < P_n$), а среднее давление на линии отбора больше забойных давлений в добывающих скважинах ($P_c' > P_c$).

Величина $P_n' - P_c' = \Delta P$, называется депрессией между линией нагнетания и линией отбора. От величины этой депрессии зависит дебит добывающих рядов скважин, который увеличивается с ростом ΔP . Увеличение депрессии может быть достигнуто как за счет увеличения давления на линии нагнетания p_n , так и за счет снижения давления на линии отбора P_c .

3.4. Водоснабжение систем ППД

Основное назначение системы водоснабжения при поддержании пластового давления – добыть нужное количество воды, пригодной для закачки в пласт, распределить ее между нагнетательными скважинами и закачать в пласт. Конкретный выбор системы водоснабжения зависит от того, на какой стадии разработки находится данное месторождение.

В настоящее время ППД стремятся осуществить с самого начала разработки месторождения. В этом случае необходимо большое количество (практически 100 %) пресной воды, так как добывающие скважины на этой стадии практически дают безводную продукцию. В дальнейшем скважины все больше обводняются, появляется во все возрастающих количествах попутная вода, которая должна быть утилизирована. В связи с этим системы водоснабжения должны видоизменяться и приспособливаться к конкретным условиям разработки месторождения. Проектируемая система водоснабжения должна предусматривать рост обводненности продукции скважин и необходимость утилизации всех так называемых промышленных сточных вод, включая ливневые, попутные, воды установок по подготовке нефти и др.

Для соблюдения мер по охране природы и окружающей среды система водоснабжения в любом случае должна предусматривать 100 %-ю утилизацию сточных вод и работу всей системы ППД по замкнутому технологическому циклу.

Это усложняет и несколько удорожает систему водоснабжения, так как возникает необходимость специальной подготовки сточных вод, очистки их от нефтепродуктов и взвеси, борьбы с возрастающей коррозией технологического оборудования и водоводов. Однако сточные воды, как правило, содержащие ПАВы, вводимые на установках по обезвоживанию и обессоливанию нефти, обладают улучшенными отмывающими и нефтewытесняющими способностями, что должно привести к увеличению нефтеотдачи пласта.

Конкретный выбор системы водоснабжения зависит от источников воды для закачки в пласт, которыми могут быть:

- открытые водоемы (рек, озер, морей);
- грунтовые, к которым относятся подрусловые воды;
- водоносные горизонты данного месторождения;

- сточные воды, состоящие из смеси добытой вместе с нефтью пластовой воды,
- воды отстойных резервуарных парков, установок по подготовке нефти, ливневые воды промышленных объектов. Сточные воды загрязнены нефтепродуктами и требуют специальной очистки.

Используемая для ППД вода не должна вызывать образование нерастворимых соединений при контакте с пластовой водой, что может привести к закупорке пор, или, как говорят, должна обладать химической совместимостью с пластовой. Качество воды оценивают в первую очередь следующими параметрами: количеством механических примесей (КВЧ – количество взвешенных частиц), нефтепродуктов, железа и его соединений, дающих при окислении кислородом нерастворимые осадки, закупоривающие поры пласта, сероводорода (H_2S), способствующего коррозии водоводов и оборудования, микроорганизмов, а также солевым составом воды и ее плотностью.

Практика показала, что в большинстве случаев можно исключить специальную химическую подготовку воды и не предъявлять жесткие требования к КВЧ, а в ряде случаев в десятки раз увеличить допустимое КВЧ без заметного уменьшения поглотительной способности скважин. Например, для высокопроницаемых пластов Ромашкинского месторождения была доказана возможность нагнетания воды с содержанием до 30 мг/л нефти и до 40–50 мг/л твердых частиц размером 5–10 мкм.

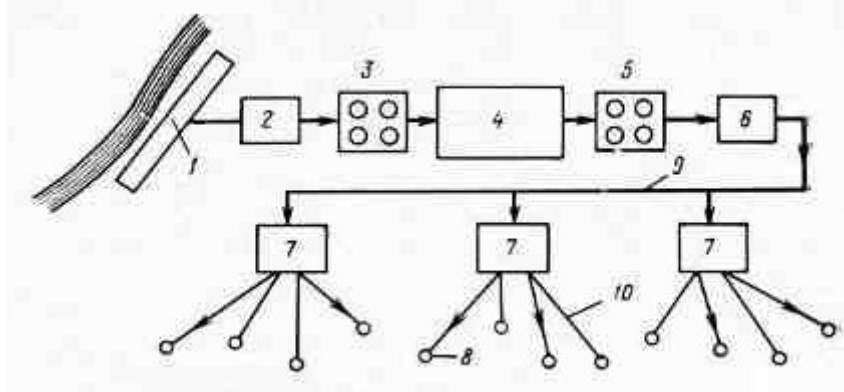


Рис. 3.4. Типовая схема водоснабжения системы ППД:

1 – водозаборные устройства; 2 – станции I подъема; 3 – буферные емкости для грязной воды; 4 – станция водоподготовки; 5 – буферные емкости для чистой воды; 6 – насосная станция II подъема; 7 – кустовые насосные станции (КНС); 8 – нагнетательные скважины; 9 – разводящий водовод; 10 – водовод высокого давления (10–20 Мпа)

Однако опыт показал, что нормирование качества воды для нагнетания в пласт нецелесообразно, так как пористость, проницаемость и трещиноватость пластов могут в широком диапазоне изменять требова-

ния к воде и к содержанию КВЧ в частности. Обычно при опытной закачке выявляются как пригодность имеющейся воды, так и возможная приемистость нагнетательных скважин и требуемое давление.

Система водоснабжения состоит обычно из нескольких достаточно самостоятельных звеньев или элементов, к которым относятся водозаборные устройства, напорные станции первого подъема, станция водоподготовки (при необходимости), напорная станция второго подъема, нагнетающая очищенную воду в разводящий коллектор и напорные станции третьего подъема или так называемые кустовые насосные станции (КНС), закачивающие воду непосредственно в нагнетательные скважины.

Между отдельными звеньями системы водоснабжения создаются промежуточные буферные емкости для запаса воды, обеспечивающие непрерывность работы системы при кратковременных изменениях пропускной способности отдельных элементов в результате остановок по технологическим причинам или при авариях: порывах водоводов, остановке скважин.

Такая система водоснабжения – типичная для восточных районов европейской части России и некоторых других районов – показана на рис. 3.4. При использовании сточных вод необходимое количество пресных вод (или морских) сокращается. Это приводит к уменьшению мощности водозаборных сооружений, станции первого подъема, а также буферных емкостей перед станцией водоподготовки. Давление, развиваемое насосами (как правло, центробежными) станции первого подъема, обычно невелики и зависят в известной мере от рельефа местности, удаления станции водоподготовки и расхода жидкости. Как правило, оно не превышает 1,0 МПа. Давление развиваемое насосами станции второго подъема, обычно больше и обусловлено необходимостью создания подпора на приеме насосов высокого давления самых удаленных станций третьего подъема (КНС). Давление подпора иногда достигает 3,0 МПа.

Разводящий водовод, питающий КНС, иногда выполняется в виде кольцевого водовода, замыкающего все КНС в единое кольцо, если они размещаются по периметру промышленной площадки. Кольцевая схема обеспечивает непрерывность питания всех КНС при порыве водовода практически в любом месте.

Совершенно новые технические решения системы водоснабжения были найдены для условий Западной Сибири, Тюменской области и некоторых других районов. Мощная и широко распространенная пластовая водонапорная система, залегающая на глубинах от 900 до 1100 м, в этих районах позволила решить проблему водоснабжения проще и эко-

номически дешевле, использовать для ППД подземные воды мощных водонапорных комплексов апт-сеноманских и альб-сеноманских отложений. Дебиты водяных скважин, пробуренных на эти пласты, достигают 3000–4000 м³/сут при депрессиях, измеряемых несколькими метрами водяного столба. Сущность новых технических решений заключалась в устранении ряда промежуточных элементов типовой схемы, в совмещении нагнетательных скважин с водозаборными и создании КНС непосредственно в водозаборных скважинах. В принципе эти схемы не являются оригинальными, так как на ряде месторождений межпластовый переток воды из водоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтеносного, был осуществлен как в условиях естественного, так и в условиях принудительного перетока. Однако масштабы применения этих схем и широкое использование новых технических средств для их осуществления на месторождениях Тюменской области являются исключительно большими. Необходимо отметить, что пластовые высоконапорные воды, как правило, достаточно чисты, не нуждаются в особой подготовке и могут непосредственно закачиваться в нагнетательные скважины по герметичным системам без контакта с воздухом.

Это существенно упрощает водоснабжение по крайней мере на начальных этапах разработки, когда попутной воды нет или ее очень мало. На последующих этапах разработки, когда возникает необходимость утилизации сточных вод, их подготовки и очистки от нефти и подавления коррозионной активности, система водоснабжения с использованием вод глубинных пластов будет осложнена новыми элементами и станет похожей на типовую схему.

3.5. Техника поддержания давления закачкой воды

3.5.1. Водозаборы

Водозаборы открытых водоемов обычного типа, применяемые в коммунальном хозяйстве, – самые простые водозаборы. Существенный технологический недостаток открытых водозаборов, сооружаемых в реках, – это непостоянство качества воды. В паводковый и ливневые периоды вода сильно загрязняется илом и взвесью, что затрудняет ее подготовку. Очистные сооружения, рассчитываемые на установившийся режим работы, обычно не справляются с пиковой нагрузкой, а это приводит к снижению производительности станции водоподготовки и качества воды.

Всасывающая труба открытого водозабора оборудуется приемной сеткой для предупреждения попадания водорослей, щепы и других крупных предметов, выносится на некоторое расстояние от берега и устанавливается глубже, чем возможный минимальный уровень в реке (водоеме) для непрерывного отбора более чистой воды и защиты водо-

забора от ледохода при паводке. Размер всасывающих труб, высота всасывания и другие элементы конструкции рассчитываются обычными методами трубной гидравлики. Закрытый водозабор или так называемый подрусловый представляет собой одну или несколько групп мелких водозаборных скважин вблизи реки, пробуренных на подстилающие дно реки аллювиальные хорошо проницаемые породы и имеющие «глубины 10–50 м.

Скважины закрепляются колонной с фильтром в нижней части. Из скважин вода откачивается либо специальными погружными центробежными насосами, либо (если динамический уровень достаточно высок) с помощью сифонных, т. е. вакуумных, устройств.

Как показала практика, сифонный водозабор на 15–25 % дешевле механизированного и поэтому более предпочтителен.

Подрусловый водозабор подает воду, прошедшую естественную фильтрацию в пласте, поэтому качество получаемой воды высокое и практически не зависит от паводков. Оголовок скважины обычно размещается в подземной бетонной шахте глубиной 2–4 м. Шахта на поверхности закрывается люком и имеет стремянку для доступа оператора к оборудованию устья скважины. Вдоль линии расположения водозаборных скважин в грунте укладывается приемный коллектор, к которому присоединяется каждая скважина через запорную задвижку низкого давления и обратный клапан.

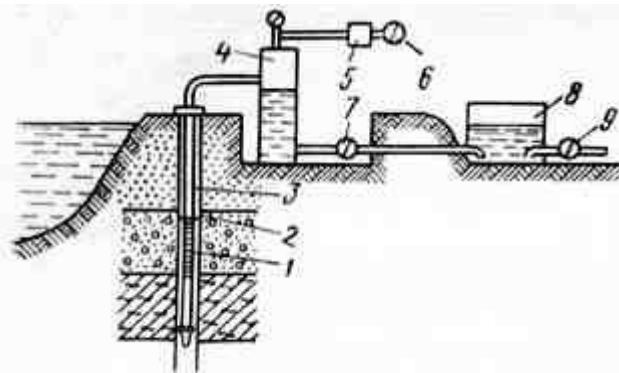


Рис. 3.5. Схема сифонного водозабора.

1 – фильтр; 2 – колонна; 3 – водоподъемная труба; 4 – вакуум-котел; 5 – вакуумный насос; 6 – вакуумметр; 7 – насос I подъема; 8 – резервуар для чистой воды; 9 – насосная станция

При сифонном водозаборе коллектор от группы скважин подсоединяется к вакуумным котлам, в которых создается вакуум до 0,08 МПа с помощью небольших специальных вакуумных насосов. Вода подрусловых скважин не содержит газа, поэтому вакуумные насосы требуются только для поддержания постоянного разрежения в коллекторе. Ва-

куумных котлов обычно два. Один – резервный. Котлы имеют большую высоту (около 7 м) и устанавливаются вместе с насосами станции первого подъема в бетонной шахте. В верхней части шахты размещаются электрические станции управления электродвигателями с необходимой местной и, если нужно, дистанционной автоматикой. В шахте обычно устанавливаются центробежные насосы 8НДВ с подачей $Q = 540 \text{ м}^3/\text{ч}$ и напором $H = 74 \text{ м}$ с приводом от электродвигателя мощностью 180 кВт.

Один из насосов – резервный для обеспечения непрерывности работы при ремонтах. Всасывающие линии центробежных насосов всегда находятся под заливом, так как уровень воды в котлах высокий. На выкидных линиях устанавливают задвижки, обратный клапан и расходомер. Обычно выкидных линий две. Это повышает надежность систем при возможных порывах и ремонтах. Часто все задвижки, клапаны, фланцевые соединения, расходомеры и другие устройства группируются и устанавливаются в отдельной небольшой шахте для предотвращения затопления основной шахты с электрооборудованием в случае неисправностей и порывов. В случае механизированного водозабора в скважины опускаются на глубину ниже динамического уровня специальные погружные артезианские центробежные электронасосы (тип АП – артезианский погружной) с подачей от 7 до $100 \text{ м}^3/\text{ч}$, напором от 65 до 200 м и мощностью погружного электродвигателя от 2,5 до 150 кВт. Эти центробежные насосы имеют общий вал с погружным электродвигателем.

Кроме того, применяются насосы АТН-10 или АТН-8 с числом ступеней от 14 до 26. Насосы АТН отличаются от насосов АП тем, что у них электродвигатель располагается над устьем скважины вертикально и соединяется валом с центробежным насосом, находящимся под динамическим уровнем. Вал проходит внутри труб, на которых спускается насос, и выводится из труб через сальник.

Насосы АНТ-8 и АТН-10 развивают напор от 57 до 106 м, а их подача равна $30\text{--}90 \text{ м}^3/\text{ч}$ ($720\text{--}2160 \text{ м}^3/\text{сут}$). Мощность электродвигателей 10–20 кВт. При механизированном водозаборе напор, развиваемый погружными насосами, может быть достаточным для подачи воды в буферную емкость станции второго подъема или станции водоподготовки. В этом случае надобность в станции первого подъема отпадает.

Водозаборные скважины, особенно с механизированным водоподъемом, требуют периодического обслуживания, ремонта, контроля за их работой и за положением динамического уровня. Фильтровая часть водозаборных скважин со временем заиливается, и для восстановления их дебита требуются периодические чистки и промывки. Эти работы, связанные с поднятием тяжестей, выполняются через горловину

бетонной шахты со оголовка скважины с помощью простых треног и подъемных механизмов. Дебит скважины определяется с помощью шайбных измерителей расхода или по перепаду давления на коротком эталонном участке выкидной трубы. Динамический уровень достаточно просто и точно можно определить с помощью тонкой трубки, опускаемой под уровень жидкости. К верхнему концу трубки присоединяется водяной, ртутный или образцовый манометр низкого давления. Через тройник на трубке нагнетается воздух шинным насосом. Когда воздух начнет выходить из погруженного конца трубки, давление, показываемое манометром, стабилизируется и будет соответствовать глубине погружения трубки под динамический уровень воды в скважине,

3.5.2. Насосные станции первого подъема

При сифонных водозаборах насосы станции первого подъема (обычно три, из которых один резервный) устанавливаются в большой полуподземной шахте вместе с вакуумными котлами. При механизированном водоподъеме функции станции первого подъема выполняют насосы, установленные в каждой водозаборной скважине. В этом случае результирующий напор насосов, выкидные линии которых объединены общим коллектором, должен быть достаточным для подачи воды к буферным емкостям, к станции водоподготовки или к станции второго подъема. Если этого напора недостаточно, очевидно, потребуются дожимные насосы соответствующей производительности.

3.5.3. Буферные емкости

Они необходимы для обеспечения резерва воды обычно для шестичасовой непрерывной работы при прекращении подачи воды со станции первого подъема. Предполагается, что за 6 ч можно устранить причины (порыв водовода, прекращение подачи электроэнергии и др.) остановки подачи воды со стороны станции первого подъема.

В северных и восточных районах получили широкое распространение подземные железобетонные резервуары, открывающиеся на поверхность земли только своими люками-лазами.

Подземные резервуары предотвращают замерзание воды в зимний период, не требуют обортева, не загромождают территорию и не коррелируют. В иных условиях (жаркий климат) временно могут применяться обычные стальные резервуары на поверхности земли. На заболоченных территориях заглубление в грунт невозможно, поэтому используются металлические буферные емкости, устанавливаемые на поверхности с подогревательными змеевиками в придонной части и внешней теплоизоляцией для обеспечения работы в зимний период.

3.5.4. Станции второго подъема

Насосные станции второго подъема осуществляют распределение воды по магистральным водоводам и снабжение ею непосредственно КНС. Располагаются они, как правило, в местах сосредоточения основных сооружений систем ППД (станции водоподготовки, ремонтные цехи и др.) и часто совмещаются с одной из КНС. На станциях второго подъема используют центробежные двух-, шестиступенчатые насосы с электроприводом. Число насосов, их подача и напор подбираются в соответствии с общими требованиями системы и гидравлическим расчетом. При этом предусматривается установка резервных насосов из расчета на два работающих один резервный, чтобы избежать в работе системы ППД остановок для замены изношенных насосов и для выполнения ремонтных работ. Такие остановки вредно отражаются на работе всей системы и, в частности, на поглотительной способности нагнетательных скважин.

Современные станции второго подъема имеют блоки местной автоматики, которые обеспечивают работу станции на автоматическом режиме с самозапуском при подаче энергии после обесточивания фидеров, включением резервного насоса при наличии определенных аварийных признаков (перегрев подшипников, обмоток электродвигателя, прекращение подачи смазки, падение давления на приеме и пр.) у основных рабочих насосов и подачей различных сигналов на центральный диспетчерский пункт.

Обычно станции второго подъема развивают такое давление, которое необходимо для преодоления гидравлических потерь до самых удаленных КНС с учетом разницы в гипсометрических отметках, путевого отбора воды на промежуточных КНС и обеспечения некоторого подпора (в некоторых случаях до 3 МПа) на приемах главных насосов КНС. Подпор на приемах насосов КНС позволяет на такую же величину увеличить давление на выкиде насосов, т. е. давление нагнетания, что в некоторых случаях существенно увеличивает поглотительную способность скважин.

Каждая КНС обеспечивает водой ближайшие три – шесть нагнетательных скважин, которые группируются по давлению. Обслуживание одной КНС большего числа нагнетательных скважин нецелесообразно, так как это приводит к необходимости прокладки более длинных водоводов высокого давления к удаленным нагнетательным скважинам.

Как правило, каждая нагнетательная скважина соединяется с КНС самостоятельным водоводом, так как в этом случае обеспечивается централизованный (в КНС) индивидуальный замер поглотительной способности каждой скважины, возможность группировки скважин по давлению.

ниям нагнетания и отдельного нагнетания, а также более независимая работа нагнетательных скважин и системы в целом в случаях порывов водоводов.

Водоводы, идущие от КНС к нагнетательным скважинам, работают под очень высоким давлением, достигающим 25 МПа, изготавливаются из труб диаметром 89 или 102 мм и укладываются в траншеи на глубину ниже глубины промерзания. Расход жидкости замеряется централизованно на распределительной гребенке внутри КНС с помощью диафрагменных счетчиков высокого давления.

Поскольку расход воды на каждую скважину и давление нагнетания достаточно стабильны, то отпадает необходимость в постоянном измерении этих величин. Поэтому регистрирующий прибор – расходомер может быть установлен один. Он поочередно может быть подключен к измерительной диафрагме (измеряется перепад давления при прохождении жидкости через диафрагму) во фланцевом соединении каждого водовода.

3.6. Оборудование кустовых насосных станций

Кустовые насосные станции оборудуются насосами различных типов: АЯП, 5МС7Х10; 6МС7Х10 и др. В последнее время разработаны центробежные насосы специально для поддержания пластового давления. Некоторые технические характеристики этих насосов приведены ниже:

ЦНС-150 х 100,	z = 8,	Q = 150 м ³ /ч,	P = 10,0 МПа
ЦНС-150 х 125,	z = 0,	Тоже	P = 12,5 »
ЦНС-150 х 150,	z = 12,	»	P = 15,0 »
ЦНС-150 х 175,	z = 14,	»	P = 17,5 »
ЦНС-150 х 200,	z = 16,	»	P = 20,0 »

Размеры насосов, м:

длина	2,5 – 3,3
ширина	1,5
высота	1,5
Масса, т.	4-5,5

Номинальное давление P этих насосов соответствует режиму наивысшего коэффициента полезного действия. Расчетный к. п. д. насосов – 0,7; частота вращения вала n = 3000 1/мин. Насосы допускают подпор 0,8 – 3 МПа и при некотором снижении подачи развивают повышенное давление (насос ЦНС-150 х 200 при Q = 100 м³/ч развивает давление до 25 МПа).

Насосы изготавливаются в так называемом черном и нержавеющей (НЖ) исполнении (проточная часть выполнена из нержавеющей стали) для перекачки агрессивных сточных вод. Насосы НЖ примерно в 4 раза дороже насосов черного исполнения.

Привод насосов – синхронный электродвигатель мощностью от 700 до 1500 кВт с массой до 6,5 т и напряжением электропитания 3 кВт (электродвигатели СТД). Насосы ЦНС имеют замкнутую циркуляционную систему смазки, приводимую в действие масляным насосом мощностью 3 кВт и поддерживающим давление в системе 0,28 МПа.

В последнее время созданы так называемые блочные кустовые насосные станции – БКНС, изготавливающиеся индустриальным; способом и доставляющиеся на место установки в виде отдельных блоков, число которых определяется проектируемой производительностью. На месте установки они монтируются с помощью мощных автокранов. Основной блок представляет собой раму из таврового проката, на которой установлены насос, двигатель с масляной системой и другими элементами.

Рама заделана в железобетонную плиту, служащую общей опорой. Сверху для укрытия оборудования от осадков предусмотрена металлическая кабина, состоящая из каркаса, на котором укрепляются панели с минераловатными матами для утепления (при необходимости). БКНС могут работать при температурах до – 55 °С (специально для условий Севера), причем обогрев осуществляется за счет теплоты, выделяемой электродвигателями. В кабинах также имеется вентиляционная система.

Кроме основных блоков в состав БКНС входят вспомогательные блоки, в которых размещаются электрические распределительные устройства, распределительная гребенка напорного коллектора, низковольтное оборудование и блок для управления и автоматики. БКНС, созданные на базе насоса ЦНС-150X150, рассчитаны на подачу 3600, 7200 и 10800 м³/сут. В соответствии с этим в состав БКНС входит один, два или три рабочих насоса ЦНС-150X150 и, кроме того, в обязательном порядке один насос резервный (табл. 3.1).

Таблица 3.1

Основные характеристики БКНС

Блок	Шифр блока	Масса с оборудованием, т	Размеры, м	Число блоков при числе насосов		
				2	3	4
Насосный крайний (резервный)	НБ-1	19	9,8 x 3,1 x 3	1	1	1
Насосный средний (рабочий)	НБ-2	18	9,8 x 3 x 3	1	2	3
Низковольтный	А-1	10	9,8 x 3 x 3	1	1	1
Блок управления и автоматики	А-2	10	9,8 x 3 x 3	1	1	1
Распределительная гребенка напорного коллектора	БГ-1	9,85	6,2 x 3 x 3	2	2	2
Электрическое распределительное устройство	РУ-6		9 x 7,5 x 4,2	1	1	1

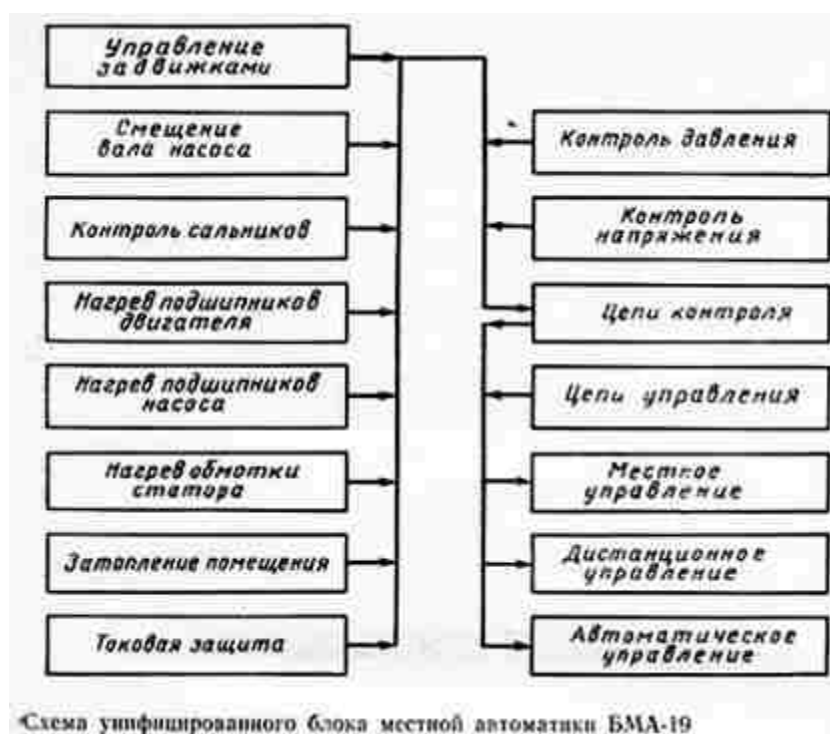


Схема унифицированного блока местной автоматики БМА-19

БКНС не лишены известных недостатков. К их числу относится повышенная вибрация вследствие отсутствия фундамента, в результате которой может наблюдаться смещение блоков (сползание) на слабых грунтах. Кроме того, при ремонте насосов, их разборке и смене возникает необходимость снятия крышки кабины, а также использования для этих целей автокранов. Несмотря на эти недостатки, БКНС позволили сильно сократить сроки строительно-монтажных работ при сооружении системы ППД и осуществлять поддержание пластового давления на ранних стадиях разработки месторождения, не допуская существенного снижения пластового давления. Современные КНС и БКНС – высокоавтоматизированные объекты системы ППД. Они могут работать практически без обслуживающего персонала при периодической проверке функционирования отдельных элементов и узлов оборудования. Это достигается благодаря использованию местной автоматики, с помощью которой контролируют важнейшие узлы и элементы оборудования. Обычно такой контроль за работой КНС осуществляется с помощью унифицированного блока местной автоматики БМА-19.

Как видно из схемы, при нарушении хотя бы одного из установленных параметров работы станции, например при падении давления в нагнетательной линии, нагреве статора или подшипника электродвигателя, возникает электрический сигнал, который дает команду в цепях

управления на остановку соответствующего агрегата. При этом управление работой станции может быть как местное, так и дистанционное с центрального диспетчерского пункта.

Кроме того, станция БМА-19 предусматривает возможность автоматического пуска резервного насоса при заданном снижении давления в нагнетательной гребенке. Выкидные линии автоматизированной КНС должны быть снабжены дистанционно управляемыми задвижками высокого давления с электроприводами, а также обратными клапанами.

3.7. Технология и техника использования глубинных вод для ППД

Использование вод глубинных водоносных пластов, залегающих выше или ниже нефтеносного пласта, для поддержания давления известно давно. Вначале такое использование сводилось к одновременному вскрытию водоносного и нефтеносного пластов одной скважиной. Если давление в водоносном пласте было больше, чем в нефтеносном пласте, происходил переток воды и вытеснение нефти в продуктивном горизонте.

Воды глубинных пластов, как правило, очень чистые, без взвеси, с малым содержанием окислов железа, минерализованные, являются хорошим вытесняющим нефть агентом. На месторождениях с водоносными горизонтами, использование воды которых допустимо с точки зрения охраны природы и санитарно-гигиенических норм, эти горизонты могут быть идеальными источниками водоснабжения системы ППД.

При использовании глубинных вод необходимо различать:

1. Системы с естественным перетоком воды из водоносного пласта в нефтеносный под воздействием естественной репрессии приведенных давлений без применения механических средств для принудительной закачки (дожимных насосов).

2. Системы с принудительным перетоком, в которых необходимая для закачки воды репрессия создается с помощью специальных погружных или поверхностных дожимных насосов.

Обе системы в свою очередь могут подразделяться на системы с нижним перетоком, когда водоносный пласт залегает выше нефтеносного и системы с верхним перетоком, когда водоносный пласт залегает ниже нефтеносного.

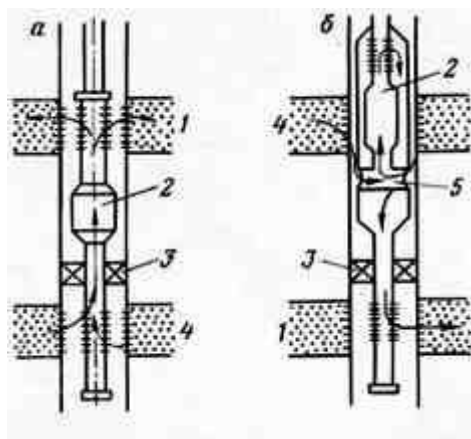


Рис. 3.6. Схема оборудования скважины при естественном внутреннем перетоке:

1 – нефтяной пласт; 2 – камера для установки дебитомера (расходомера); 3 – разделительный пакер; 4 – водоносный пласт; 5 – перекрестная муфта

Кроме того, использование глубинных вод может быть осуществлено по схеме с внутрискважинным перетоком, при которой вода глубинного водоносного горизонта закачивается в нефтяной пласт без выхода ее на поверхность и по схеме внескважинным перетоком, при котором вода глубинного водоносного горизонта подается (естественно или принудительно) на поверхность, а затем закачивается в соседние нагнетательные скважины или в ту же водозаборную скважину по второму каналу (рис. 3.6). В последнем случае происходит совмещение функций водозаборной и нагнетательной скважин.

При нижнем перетоке (рис. 3.6, *а*) вода поступает из нижнего водоносного пласта по НКТ, проходит камеру, где устанавливается расходомер, спускаемый на кабеле (при дистанционной регистрации) или на стальной проволоке (при местной регистрации) с поверхности в НКТ. Пройдя расходомер, вода через отверстия в НКТ поступает в нефтяной пласт.

При верхнем перетоке (рис. 3.6, *б*) вода поступает из верхнего водоносного пласта, проходит по каналам перекрестной муфты и попадает в НКТ. Выше перекрестной муфты расположена камера для расходомера, спускаемого с поверхности. Через отверстия в НКТ над камерой вода попадает в кольцевое пространство и далее в хвостовую часть НКТ и в пласт.

При естественном перетоке пакер, герметизирующий кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной, вообще говоря, необязателен, так как давление жидкости над пакером и под ним почти одинаковое. (Разница обусловлена только потерями давления на трение.) Однако для направления всего потока воды через расходомер кольцевое

пространство должно быть герметизировано, поэтому установка пакера, хотя бы самого простого, не рассчитанного на значительный перепад давления, необходима.

При принудительном перетоке установка пакера для герметизации кольцевого пространства обязательна не только для того, чтобы направить весь поток жидкости через расходомер, а главным образом для того, чтобы обеспечить перепад давления, создаваемый дожимным насосом для принудительного перетока. Поэтому пакер, на который будет действовать перепад давления, создаваемый дожимным насосом, должен надежно герметизировать кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной. Кроме того, для предупреждения смещения пакера по обсадной колонне под действием страгивающей силы, обусловленной разностью давлений и достигающей 150 кН (в зависимости от давления), пакер закрепляют на обсадной колонне устройством, называемым якорем.

При приведенных схемах оборудования можно измерять, но нельзя регулировать расход жидкости, что бывает нужно для управления процессом ППД. Для регулировки расхода возможна установка глубинных штуцеров – диафрагм, заранее отгарированных на поверхности, или установка иных устройств, изменяющих местное гидравлическое сопротивление и спускаемых с помощью, например, канатной техники.

Использование устройств для естественного перетока может оказаться эффективным для заводнения истощенных нефтяных пластов, в которых пластовое давление достаточно мало. В этих случаях разница приведенных давлений на отметке нефтяного пласта может быть большой и достаточной для поглощения нужных объемов воды. В неистощенных пластах, поскольку давления, как правило, равны гидростатическим, необходимой для поглощения естественной репрессии получить нельзя, поэтому возникает необходимость в принудительном перетоке.

В практике ППД на нефтяных промыслах Башкирии, Куйбышевской области и других районов нашли применение (хотя и очень ограниченное) различные конструкции для принудительного перетока. Большинство из них основано на использовании погружных центробежных электронасосов, предназначенных для эксплуатации нефтяных скважин. В некоторых схемах для принудительного перетока используются штанговые насосы, а также появившиеся недавно центробежные электронасосы, спускаемые в скважину не на НКТ, а на кабеле-канате. Кабель-канат одновременно выполняет роль кабеля, подводящего электроэнергию к электродвигателю, и роль каната, на котором вся установка опускается в скважину и извлекается на поверхность. Насос, спускаемый на кабеле-канате, фиксируется в скважине на пакере, предвари-

тельно установленном на требуемой глубине с помощью НКТ, которые затем извлекаются. Подаваемая насосом жидкость движется по обсадной колонне и омывает кабель-канат. В настоящее время промышленностью уже освоены установки, спускаемые на кабеле-канате (табл. 3.2).

Таблица 3.2

Характеристика погружных установок, спускаемых на кабеле-канате

Марка	Подача, м ³ /сут	Напор, м
УЭЦНБ5А-160-1100	160	1100
УЭЦНБ5А-250-800	250	800
УЭЦНБ5А-250-1050	250	1050

При нижнем перетоке (рис. 3.7, а) вода из нижнего пласта проходит через внутреннюю полость пакера 1, многоступенчатый центробежный насос 4 и выбрасывается в кольцевое пространство, омывая расположенный выше электродвигатель 2.

При верхнем перетоке вода проходит по кольцевому пространству, омывает двигатель (что необходимо для его охлаждения), попадает в приемную сетку 7 насоса 4 и далее выходит из насоса под высоким давлением через внутреннюю полость гидравлического якоря 5, удерживающего установку от смещения, и пакер 1, герметизирующий кольцевое пространство. Рабочие колеса на валу центробежного насоса в этом случае «переворачиваются» для нагнетания жидкости сверху вниз.

В последнее время отечественной промышленностью созданы специальные высокопроизводительные погружные центробежные установки для ППД при использовании глубинных вод для условий Западной Сибири. Их краткая характеристика приведена в табл. 3.3.

Эти насосы имеют соответствующее электрооборудование, т. е. станцию управления с необходимой автоматикой и трансформатор с регулируемым напряжением во вторичной обмотке для компенсации потерь напряжения в питающей кабеле. По сравнению с обычными они имеют увеличенные диаметры, поэтому могут быть спущены только в скважины с внутренним диаметром не менее 402 мм.

Технические возможности этих насосов в сочетании с особенностями апт-альб-сеноманских водоносных горизонтов (обильные водоприитоки, высокие уровни) в условиях нефтяных месторождений Тюменской области позволили по-новому решить вопросы техники ППД и, в частности, совместить водозаборную скважину с нагнетательной и подземной кустовой насосной станцией.

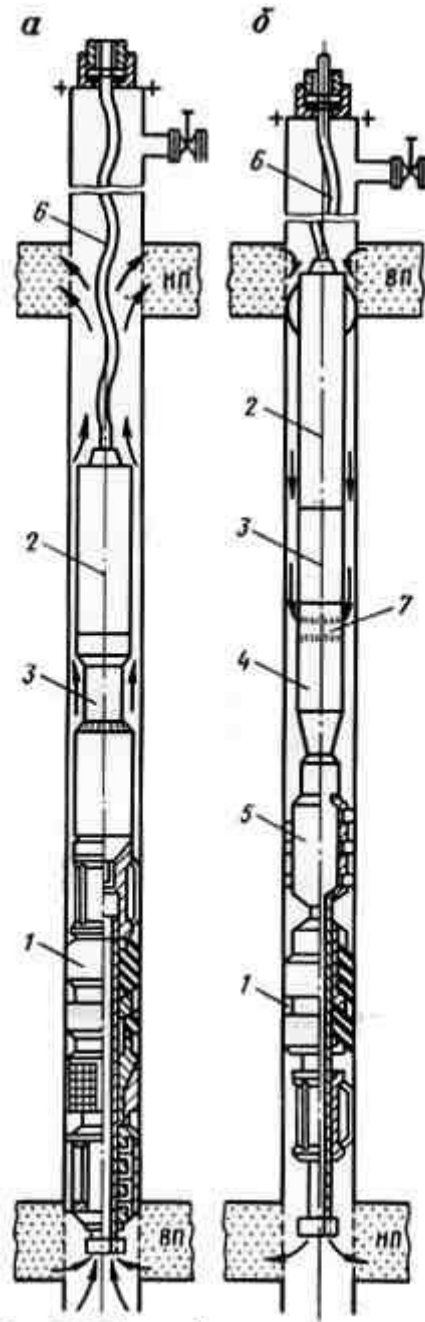


Рис. 3.7. Схема оборудования скважины погружным центробежным электронасосом на кабеле-канате для принудительного перетока:
а – переток из нижнего пласта в верхний; *б* – переток из верхнего пласта в нижний; 1 – разделительный пакер; 2 – электродвигатель (ПЭД);
 3 – гидрозащита; 4 – центробежный насос; 5 – якорь; 6 – кабель-канат;
 7 – приемная сетка насоса

Водозаборные скважины, пробуренные на апт-альб-сеноманские горизонты, являются фонтанирующими с незначительным статическим давлением на устье (0–0,5 МПа). Эти скважины дают притоки в несколько тысяч кубических метров в сутки при очень малых депрессиях.

Таблица 3.3

**Характеристика погружных высокопроизводительных насосов
для ППД**

Показатели	УЭЦН-16-3000-1000	УЭЦН-16-2000-1400
Подача (номинальная), м ³ /сут	3000	2000
Напор (номинальный), м	1000	1400
Рекомендуемый режим работы:		
подача, м ³ /сут	2600 – 3800	1500 – 2500
напор, м	1000 – 720	1500 – 1200
Мощность электродвигателя, кВт	500	500
Напряжение электродвигателя, В	3000	3000
Частота вращения вала, об/мин	2970	2970
Диаметр, мм	375	375
Длина, м	7,6	9,5
Масса, кг	3225	4200

Воды этих скважин минерализованы, содержат растворенные газы углеводородного состава с большим содержанием азота. Газовые факторы достигают 1–3 м³/м³. Температура – 40–50 °С. Относительная плотность 1,05– 1,1. При интенсивных отборах жидкости в воде может появиться песок. В этом случае необходим предварительный отстой воды перед закачкой в пласты.

Широкое распространение этих водоносных комплексов позволило размещать водозаборные скважины непосредственно у нагнетательных и оборудовать их насосами УЭЦН-16-3000-1000 с большой подачей. Поскольку динамические уровни в водозаборных скважинах близки к поверхности, то давление, развиваемое этими насосами, достаточно для обеспечения требуемой приемистости нагнетательных скважин. Одна из возможных схем использования этих вод показана на рис. 3.8. Водозаборная скважина специальной конструкции с увеличенным диаметром обсадной колонны в верхней части оборудуется центробежным насосом УЭЦН-16-3000-1000, спускаемым на НКТ, на малую глубину (50–150 м). Выкид насоса присоединяется к устью нескольких нагнетательных скважин, число которых зависит от подачи погружного насоса и погложительной способности нагнетательных скважин. Объем нагнетаемой воды определяется с помощью счетчиков-расходомеров. Такая техника использования глубинных вод для ППД возможна при отсутствии песка в продукции водозаборных скважин.

Однако при отборах из апт-альб-сеноманских водоносных горизонтов, превышающих 3000 м³/сут, в водозаборных скважинах непосредственно после пуска появляется песок в количествах, достигающих до 5 г/дм³ и более. В дальнейшем количество песка убывает и через

0,5–2 сут достигает следов или нескольких десятков миллиграммов на литр воды. При таких количествах песка центробежные насосы могут работать нормально, тем не менее присутствие песка в откачиваемой жидкости нежелательно, так как песок вызывает износ рабочих органов погружных центробежных насосов, сокращает межремонтный период работы установок, вызывает засорение призабойной зоны пласта нагнетательных скважин и снижение их поглотительной способности.

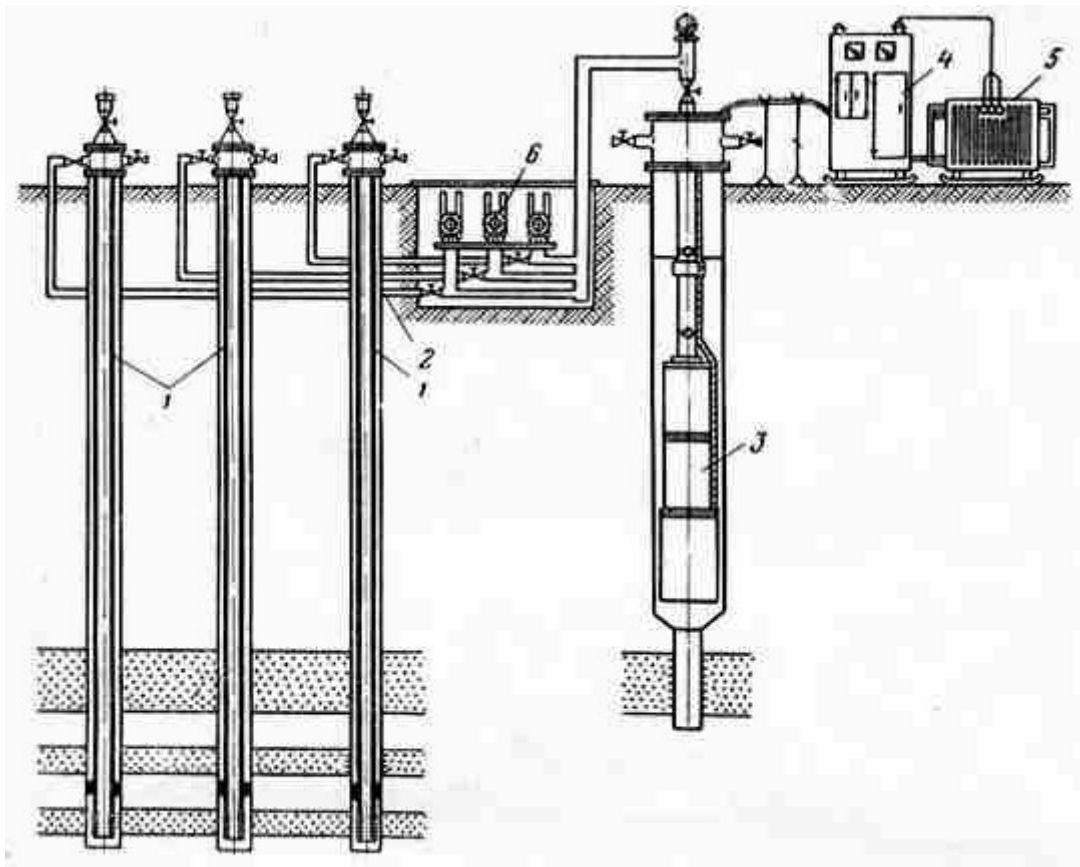


Рис. 3.8. Схема подземной насосной станции для закачки пластовой воды в нагнетательные скважины:

1 – нагнетательные скважины; 2 – водоводы высокого давления; 3 – погружной электронасос водозаборной скважины; 4 – станция управления;

5 – трансформатор; 6 – водораспределительный и замерный узел

Для предупреждения вредного влияния песка забой водозаборных скважин оборудуются соответствующими песочными фильтрами (щелевые, гравийные и др.) и на выкидных линиях насосов, на поверхности земли устанавливают отстойники высокого давления для улавливания песка, которые периодически промываются.

В тех случаях, когда обильное количество песка и высокое давление не позволяют осуществить нормальный отстой песка, приходится идти на снижение давления воды перед отстоем в сосудах низкого дав-

ления и последующее повышение давления после отстоя дожимными насосами для закачки в нагнетательные скважины. Другим возможным решением проблемы использования глубинных вод может быть совмещение нагнетательной и водозаборной скважин. Часть воды, подаваемой насосом водозаборной скважины (подземной КНС), направляется в совмещенную нагнетательную скважину, а избыток (если он есть) направляется в соседние нагнетательные скважины (рис. 3.9).

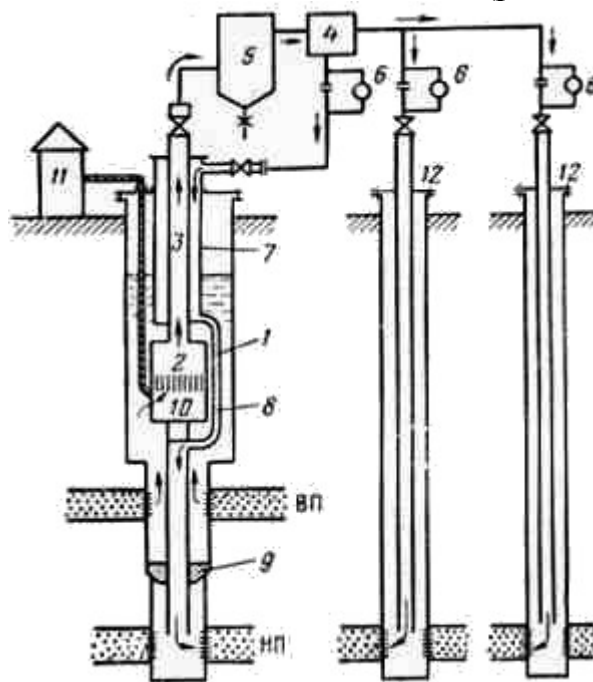


Рис. 3.9. Схема подземной кустовой насосной станции, питающая дополнительно две нагнетательные скважины, в которой водозаборная скважина совмещена с нагнетательной

Под динамический уровень водозаборной скважины 1 опускается насос 2, который откачивает воду из водоносного пласта (ВП) и подает ее по НКТ малого диаметра 3 к замерному распределительному узлу 4 через отстойник высокого давления 5. Расход воды измеряется диафрагменными расходомерами 6. Часть воды по НКТ большого диаметра 7 и обводному каналу 8 поступает в хвостовую часть НКТ под насос и далее в нефтяной пласт (НП). Хвостовая часть НКТ уплотняется в обсадной колонне пакером 9. Таким образом, водоносный и нефтяной пласты разобщаются. Центробежный насос 2 приводится во вращение погружным электродвигателем 10, который связан электрокабелем со станцией управления и трансформатором II. Избыток воды подается в нагнетательные скважины 12.

Глубина погружения насоса под динамический уровень определяется давлением, при котором начинается выделение из воды растворен-

ного газа, и количеством этого газа. Для условий Западной Сибири глубина погружения составляет обычно 150–200 м. В тех случаях, когда дебит водозаборных скважин при фонтанном режиме их работы оказывается достаточно большой, насосная блочная станция третьего подъема (КНС) сооружается на поверхности, а устья одной или нескольких водозаборных скважин через герметизированный отстойник и сепаратор низкого давления соединяются непосредственно с приемным коллектором КНС. Отстойник и сепаратор устанавливаются для отделения взвеси и газа.

В условиях сильной заболоченности территории промыслов Западной Сибири водозаборные скважины приходится бурить в виде куста, в котором одна из скважин вертикальная, а несколько других – наклонные. Забои таких наклонных водозаборных скважин удается разнести, на расстояние до 500 м от вертикали. Этим достигается снижение взаимного влияния скважин друг на друга и, следовательно, повышение их дебита.

Описанные технические схемы водоснабжения системы ППД, как показал опыт их использования в условиях Западной Сибири, позволили:

1. Уменьшить металлоемкость системы ППД.
2. Сократить энергетические затраты, так как существенно сокращается общая длина водоводов.
3. Уменьшить более чем в 2 раза удельные капиталовложения на получение 1 м³ воды.
4. Уменьшить также более чем в 2 раза себестоимость 1 м³ добываемой воды.
5. Добиться высокой стабильности работы всей системы ППД и качества нагнетаемой воды вследствие отсутствия контакта воды с воздухом и сокращения времени контакта воды с железом в результате уменьшения длины водоводов.

3.8. Поддержание пластового давления закачкой газа

В продуктивных коллекторах, в составе которых присутствует много глинистого материала, разбухающего при его смачивании пресной водой, закачка воды для ППД, как правило, неэффективна. Нагнетательные скважины обладают очень низкой поглотительной способностью с большим затуханием приемистости, требует специальной обработки воды и высоких давлений нагнетания. Однако в этих же условиях закачка сухого углеводородного газа, не взаимодействующего с породами коллектора, может оказаться достаточно эффективной, так как при этом обеспечиваются технически приемлемые параметры процесса, такие как приемистость и давление.

С энергетической точки зрения ППД закачкой газа – процесс более энергоемкий по сравнению с закачкой воды. Другими словами, на вытеснение единицы объема нефти при закачке газа затрачивается энергии больше, чем при вытеснении нефти водой. Это объясняется двумя главными причинами.

1. При закачке воды необходимое забойное давление создается как давлением воды на устье нагнетательной скважины, так и большим гидростатическим давлением водяного столба в скважине. При закачке газа, плотность которого значительно меньше плотности воды, гидростатическое давление газового столба мало (примерно в 7–15 раз меньше, чем водяного). Поэтому необходимое забойное давление приходится создавать за счет увеличения давления на устье (давление нагнетания), вследствие чего возрастают затраты энергии на закачку газа в пласт.

2. При закачке газа, вследствие его большой сжимаемости, необходимый объем газа нужно предварительно сжать до забойного давления, на что расходуется большое количество энергии. Тогда как при закачке воды, вследствие ее «жесткости», энергия на сжатие практически равна нулю.

Кроме того, некоторое количество нагнетаемого углеводородного газа растворяется в пластовой нефти, отчего общее количество закачиваемого газа увеличивается.

Поэтому ППД закачкой газа не нашло широкого распространения и применяется главным образом на истощенных нефтяных месторождениях, пластовое давление которых мало, или на неглубоких месторождениях.

Количество газа, необходимое для нагнетания в пласт только для поддержания пластового давления на существующем уровне, очевидно, равняется сумме объемов добытой нефти, воды и газа, приведенных к пластовым условиям (P, T).

Компрессоры, необходимые для осуществления ППД, подбираются в соответствии с давлением на устье и общим расходом нагнетаемого газа.

При наличии на данном месторождении или поблизости мощного источника природного газа достаточно высокого давления его можно эффективно использовать для ППД. Это приводит к большому сокращению капитальных вложений, так как отпадает необходимость в строительстве компрессорных станций, и к сокращению энергетических затрат на закачку газа, составляющих главные статьи расходов на осуществление ППД закачкой газа в пласт. В качестве рабочего агента может быть использован не только сухой углеводородный газ, но и воздух, а также и углекислый газ – CO_2 , если имеются его источники.

Использование углеводородного и углекислого газов более предпочтительно, так как их высокая растворимость в нефти приводит к снижению вязкости нефти на контакте с газом в пласте и увеличению коэффициента вытеснения. Кроме того, закачка чистого углеводородного газа, а тем более углекислоты более безопасна, чем закачка воздуха, при котором возможно образование взрывоопасных смесей с углеводородами.

Газ в нагнетательные скважины обычно закачивают через НКТ, спускаемые до верхней части фильтра колонны. Кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной перекрывается пакером, устанавливаемым в нижней части НКТ. Это делается для изоляции колонны, которая не всегда выдерживает высокие давления закачки, а на истощенных месторождениях обсадные колонны из-за коррозии бывают негерметичными.

Прорывы нагнетаемого газа в отдельные добывающие скважины увеличивают его удельный расход и энергетические затраты на процесс. Поэтому важно своевременное их выявление и устранение. Прорывы газа в добывающие скважины происходят по наиболее проницаемым прослоям после вытеснения из них жидкости (нефти и воды). Для их выявления следят за величиной газового фактора в добывающих скважинах и за химическим составом газа. Особенно просто выявляются такие прорывы при закачке воздуха, когда в извлекаемом газе резко увеличивается содержание азота, сопровождаемое увеличением газового фактора.

Борьба с прорывами нагнетаемого газа ведется уменьшением отборов жидкости из скважин, в которых отмечается прорыв. В результате чего возрастает забойное давление в скважине и снижается или полностью прекращается поступление газа. Иногда приходится полностью закрывать скважину, в которую произошел прорыв газа. В некоторых случаях борьбу с прорывами ведут со стороны нагнетательной скважины, в которую вместе с газом закачивают воду, нефть или другую вязкую жидкость, заполняющую проницаемый прослой и таким образом затрудняющую фильтрацию газа по такому прослою.

3.9. Методы теплового воздействия на пласт

Эти методы являются перспективными для добычи высоковязких нефтей и нефтей с неньютоновскими свойствами. Однако существуют месторождения с такими условиями залегания и свойствами нефти, при которых тепловые методы воздействия могут оказаться единственными, допускающими промышленную разработку.

Если пластовая температура равна или близка к температуре начала кристаллизации парафина в пластовых условиях, то вытеснение нефти

холодной водой приведет к охлаждению пласта, выпадению парафина и закупорке пор, что усилится при сильной послойной неоднородности пласта. Нагнетаемая холодная вода, быстро продвигаясь по наиболее проницаемому прослою, станет источником охлаждения выше и ниже залегающих менее проницаемых прослоев. Охлаждение приведет в лучшем случае к загустению нефти, а в худшем – к выпадению растворенных парафинов в твердую фазу и консервации запасов нефти в пропластках. Указанные особенности свойств нефти и сильная послойная неоднородность пласта могут привести к получению значительного эффекта при закачке в такой пласт теплоносителя. В этом случае горячая вода (или пар), проникая по хорошо проницаемому прослою, будет прогревать выше и нижезалегающие слои пласта, что приводит к снижению вязкости нефти и способствует более полному извлечению запасов.

Методы теплового воздействия на пласт перспективны как методы увеличения нефтеотдачи пластов и как едва ли не единственный способ добычи высоковязких нефтей и битумов. Различают следующие основные виды тепловых методов.

1. Закачка в пласт горячих теплоносителей (вода и пар).
2. Создание внутрислоевого подвижного очага горения.
3. Циклическая тепловая обработка призабойной зоны пласта.

Если первые два технологических процесса относятся к методам воздействия на пласт, то последний имеет большее отношение к методам воздействия на призабойную зону пласта. Наилучшие теплоносители среди технически возможных – вода и пар. Это объясняется их высокой энтальпией (теплосодержанием на единицу массы). Вообще теплосодержание пара выше, чем воды, однако с увеличением давления они приближаются друг к другу (рис. 3.10).

С увеличением давления нагнетания преимущества пара по сравнению с водой уменьшаются, если их оценивать только с позиций количества вводимой в пласт теплоты. Это также указывает на то, что наибольшая эффективность достигается при закачке пара в неглубокие скважины, когда требуются низкие давления. Следует иметь в виду, что теплосодержание единицы объема пара меньше, чем воды, и особенно при низких давлениях. Однако приемистость нагнетательных скважин при закачке пара выше, чем при закачке воды, вследствие меньшей вязкости пара.

При движении горячей воды по трубопроводам и пласту происходит ее охлаждение. При движении пара такого снижения температуры не происходит благодаря скрытой теплоте парообразования и изменению его сухости. Процессы теплового воздействия связаны с потерей теплоты в трубопроводах, скважине и в самом пласте на прогрев кровли

и подошвы. К. п. д. применяемых парогенераторов около 80 %. Теплотери в поверхностных паропроводах оцениваются примерно от 0,35 до 3,5 млн. кДж/сут на каждые 100 м трубопровода. Это сравнительно малая доля, так как современные парогенераторы имеют производительность порядка 250–650 млн кДж/сут.

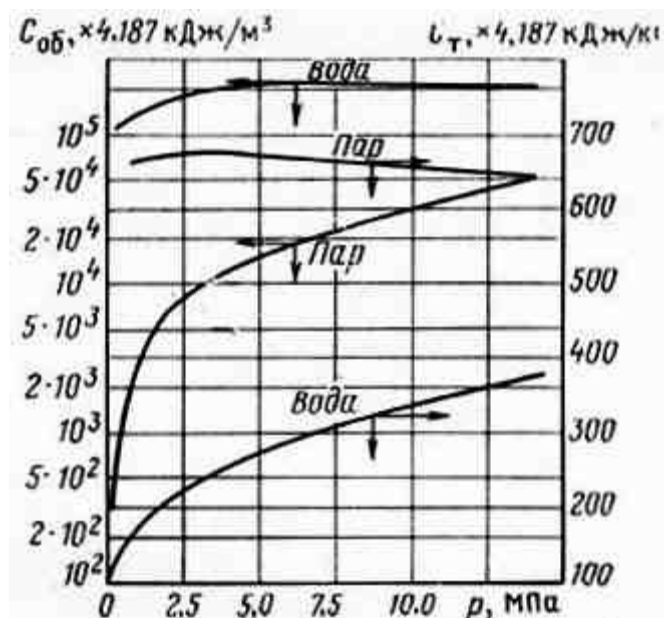


Рис. 3.10. Зависимость удельного объемного $C_{об}$ и массового C_m теплосодержания пара от давления в состоянии насыщения

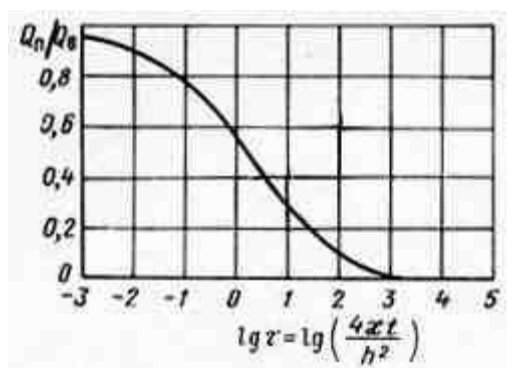


Рис. 3.11. Зависимость коэффициента теплоиспользования от безразмерного времени $\tau = 4\chi t / h^2$ (по Рубенштейну):
 χ – коэффициент температуропроводности окружающих пород, м²/с;
 t – время закачки теплоносителя, ч; h – толщина пласта, м

Теплотери в скважине составляют примерно 1,7 млн кДж/сут на каждые 100 м длины НКТ. Для снижения потерь теплоты кольцевое пространство заполняют газом (теплопроводность газа меньше теплопроводности жидкости). Расчеты показывают, что при осуществлении

мер по снижению потерь теплоты в скважине их можно довести до 2–3 % от общего количества теплоты, вводимой в скважину при закачке горячей воды, и до 3–5 % при закачке пара на каждые 100 м длины ствола. Потери в стволе скважины существенно ограничивают эффективные глубины залегания пластов для теплового воздействия: для воды 1000–1200 м и для пара 700–1000 м при максимально возможных темпах закачки теплоносителя. Увеличение скорости закачки почти не сказывается на абсолютной величине теплотерь, поэтому увеличение темпов закачки приводит к уменьшению доли теплотерь от общего количества вводимой в пласт теплоты.

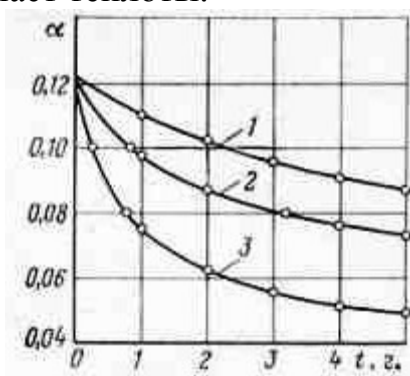


Рис 3.13. Зависимость коэффициента отставания α от длительности нагнетания теплоносителя:
 1 – $h = 30 \text{ м}$; 2 – $h = 20 \text{ м}$; 3 – $h = 10 \text{ м}$

Тепловая эффективность воздействия на пласт оценивается отношением накопленной в объеме пласта теплоты $Q_{\text{п}}$ к общему количеству введенной теплоты $Q_{\text{в}}$. Это отношение называют коэффициентом теплоиспользования. Теплотери в кровлю и подошву пласта увеличиваются по мере увеличения фронта нагнетания и площади, охваченной теплоносителем.

При уменьшении толщины пласта доля потерь в кровлю и подошву возрастает – коэффициент теплоиспользования уменьшается. Оценки теплотерь показывают, что по истечении определенного времени потери становятся равными количеству вводимой теплоты и коэффициент теплоиспользования обращается в нуль (рис. 3.11).

Оценка реальных потерь теплоты (см. рис. 3.11) показывает, что через 86,8 сут закачки в пласт толщиной $h = 5 \text{ м}$ при $\chi = 0,003 \text{ м}^3/\text{ч}$ теплотери достигнут 42 %. Причем эти так называемые интегральные потери не зависят от геометрии течения теплоносителя по пласту (радиальная или линейная). Эти оценки указывают также, что темп ввода теплоносителя в пласт должен быть максимально возможным, так как при этом коэффициент теплоиспользования возрастает.

Теплопередача в пласте осуществляется конвективным (поток горячей воды или пара) и диффузионным (за счет теплопроводности пористой среды) способами. В результате в пласте формируется температурный фронт перемещающийся в направлении фильтрации теплоносителя. Однако теплоперенос, т. е. движение теплового фронта, и массоперенос, т. е. движение самого теплоносителя в пласте, происходят с разными скоростями вследствие утечки теплоты на нагрев не только самого пласта, по которому происходит фильтрация теплоносителя, но и окружающих пород.

При закачке горячей воды в пласте формируется две зоны: зона с падающей температурой и зона, не охваченная тепловым воздействием, с первоначальной пластовой температурой.

При закачке пара формируется три зоны: первая зона с примерно одинаковой температурой, насыщенная паром, температура которой зависит от давления в этой зоне. Вторая зона – зона горячего конденсата (воды), в которой температура снижается от температуры насыщенного пара до начальной пластовой. Третья зона – зона, не охваченная тепловым воздействием, с пластовой температурой.

Вследствие расхода теплоты, содержащейся в теплоносителе, на прогрев пласта и окружающих пород тепловой фронт отстает от фронта вытеснения (теплоносителя), причем чем меньше толщина пласта, тем отставание больше при прочих равных условиях. Это объясняется тем, что при малой толщине пласта доля потерь теплоты в кровлю и подошву пласта больше и охлаждение теплоносителя происходит быстрее.

Однако такое отставание теплового фронта зависит еще и от теплофизических и коллекторских свойств пласта и теплоносителя, а также от эффективности вытеснения нефти водой (рис. 3.12). Из рисунка видно, что при толщине пласта 10 м (линия 3) через год температурный фронт отстанет от фронта вытеснения в 13,3 раза ($\alpha = 0,075$), а при толщине пласта 30 м (линия 1) – в 9,1 раза ($\alpha = 0,11$).

При закачке пара также происходит отставание температурного фронта от фронта вытеснения. Однако за счет скрытой теплоты парообразования при конденсации пара прогретая зона пласта увеличивается в 3–5 раз (в зависимости от сухости нагнетаемого пара и давления) по сравнению с закачкой горячей воды. В этом заключается одно из преимуществ использования пара по сравнению с горячей водой в качестве теплоносителя.

При закачке горячей воды в зоне, не охваченной тепловым воздействием, происходит вытеснение нефти водой в изотермических условиях, а в нагретой зоне, в которой температура изменяется от пластовой до температуры воды на забое скважины, – в неизотермических. При этом

понижается вязкость нефти, улучшается соотношение подвижностей нефти и воды, происходит тепловое увеличение объема нефти и ослабление молекулярно-поверхностных сил. Все это приводит к увеличению нефтеотдачи.

При закачке пара в зоне конденсации механизм вытеснения аналогичен механизму вытеснения при закачке горячей воды. В первой зоне благодаря высокой температуре происходит частичная разгонка легких компонентов нефти и переход их из зоны пара в зону конденсаций, что также приводит к еще большему увеличению нефтеотдачи.

Роль каждого из перечисленных факторов зависит как от температурной обстановки в пласте, так и от физико-химических свойств пластовой нефти (плотность, вязкость, наличие легких компонентов и пр.).

Кроме того, на практике замечены увеличение и последующая стабильность приемистости нагнетательных скважин при закачке горячей воды. Однако при закачке пара в результате действия пресного конденсата на глинистые компоненты пористой среды, приводящего к разбуханию глин, может наблюдаться и снижение приемистости.

3.10. Техника закачки теплоносителя в пласт

Приготовление горячих теплоносителей для закачки их в пласт может осуществляться как на поверхности, так и на забое нагнетательной скважины. В первом случае (паровые или водогрейные котлы или различного рода нагреватели) неизбежны большие потери теплоты, а следовательно, и температуры теплоносителя при его движении от устья скважины до забоя. Поэтому закачка теплоносителя в глубокие скважины вообще может быть неэффективной. При установке генератора теплоты непосредственно на забое такие потери исключаются.

Технически гораздо проще приготовить теплоноситель на поверхности, нежели на забое скважины. Создание забойных теплогенераторов нужной производительности и надежности пока осуществить не удастся.

Охлаждение горячей воды при закачке можно рассчитать, например, по формуле, полученной согласно упрощенной расчетной схеме А. К). Намиотом. Результаты расчетов по этой формуле показаны на графике 3.13.

Как видно из рисунка, температура забоя в результате прогрева повышается и через некоторое время стабилизируется. Потери температуры при глубине 500 м составляют примерно 10 °С, при 1000 м – 17 °С и при 1500 м – 25 °С.

Представление о динамике прогрева самого пласта можно получить из рис. 3.14. Начальная температура пласта принята 20 °С, забой-

ная температура 170 °С (постоянная), фильтрация горячей воды по пласту происходит с постоянной скоростью 0,006 м/ч. Такая скорость соответствует суточной закачке 720 м³/сут через нагнетательные скважины, расположенные на расстоянии 1000 м друг от друга (или 360 м³/сут при расстоянии 500 м между скважинами). Толщина пласта принята 10 м.

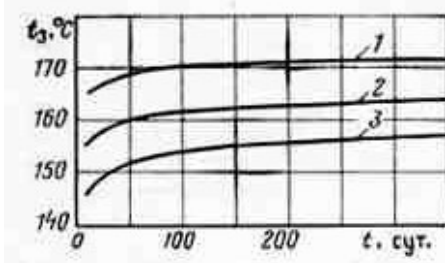


Рис 3.13. Изменение температуры забоя от длительности закачки ($Q = 600 \text{ м}^3/\text{сут}$) горячей воды с устьевой температурой 180 °С при разных глубинах скважины диаметром 168 мм:
1 – 500 м; 2 – 1000 м; 3 – 1500 м

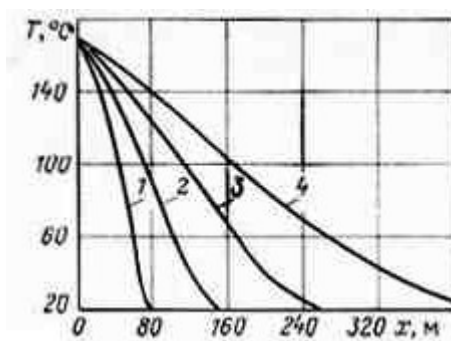


Рис. 3.14. Динамика прогрева линейного пласта во времени:
1- через 1 год; 2 – через 2 года; 3 – через 4 года; 4 – через 8 лет

Как видно из рис. 3.14, тепловой фронт при этих параметрах лишь через год достигает расстояния около 80 м. Впереди этого фронта температура пласта будет оставаться первоначальной, и вытеснение нефти в основном объеме пласта будет происходить при обычных условиях.

Промышленная закачка горячей воды в больших масштабах была осуществлена на Узеньском месторождении (п-ов Мангышлак). Вначале воду готовили по двухконтурной схеме, так как питание котлов осуществлялось специально обработанной водой для предупреждения отложения солей. В скважины нагнеталась морская соленая вода, которая до поступления на КНС нагревалась во втором контуре в специальных теплообменниках. Опыт показал, что работа по такой схеме оказалась малоэффективной. Частые неполадки были связаны с коррозией, отложениями солей, водорослей, с прогоранием труб котельной установки и другими причинами. В нагнетательных скважинах необходимо было ус-

тановить специальную устьевую арматуру, допускающую температурные расширения труб. Стоимость процесса оказалась высокой, а энергетический к.п.д. – низким.

В последнее время созданы новые нагреватели (рис. 3.15), так называемого погружного типа. В них смесь газа с воздухом горит непосредственно в воде. Нагреватель устанавливается перед КНС. В нем осуществляется контактный нагрев морской воды, подаваемой центробежным насосом. Образующийся в нагревателе шлам периодически удаляют из котла продувкой. Нерастворимые газообразные продукты горения отделяются в специальном сепараторе и сбрасываются в атмосферу или используются для предварительного подогрева холодной воды. К. п. д. погружных нагревателей достигает 0,92–0,95. В подогревателе поддерживается небольшое давление, создаваемое насосом, для транспортировки воды и недопущения ее вскипания. Воздух и газ в горелки подается в необходимой пропорции и количествах, зависящих от расхода воды и установленного режима работы.

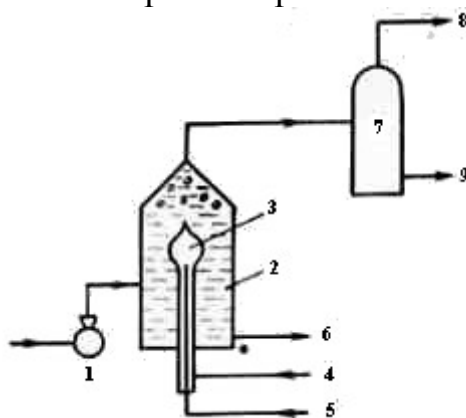


Рис. 3.15. Принципиальная схема нагревателя воды погружного типа. 1 – насос для подачи воды; 2 – нагреватель; 3 – пламя горелки; 4 – подача воздуха для горения; 5 – подача газа; 6 – выброс шлама; 7 – сепаратор для отделения газов; 8 – сброс газов; 9 – горячая вода к насосам высокого давления

Насосы, нагреватель и сепаратор снабжены соответствующей автоматикой, регулирующей параметры работы отдельных узлов установки и обеспечивающей необходимые соотношения между температурой, давлением, расходами воды, газа и воздуха. Преимущество таких нагревателей состоит в том, что они не требуют предварительной обработки питаемой воды. Температура получаемой воды не превышает 100 °С. В погружных водоподогревательных аппаратах вода обогащается углекислым газом и кислородом, содержание которых колеблется от 30 до 70 мг/л в зависимости от температуры и давления в аппаратах. Это вызывает активную коррозию технологических трубопроводов, насосных

агрегатов и запорной арматуры. Для получения воды с более высокой температурой существуют специальные двухконтурные установки производительностью до 600 м³/ч.

При нагреве воды до температуры 150–200 °С используются водогрейные теплофикационные котлы.

При закачке горячей воды, особенно при высоких устьевых температурах, трубы, через которые ведется закачка, и все системы горячего водоснабжения испытывают значительные температурные деформации, так как при эксплуатации системы неизбежны остановки и охлаждения. Если в поверхностных горячих водоводах вопрос о компенсации температурных деформаций решается сравнительно просто, то в нагнетательных скважинах при закачке горячей воды по НКТ, башмак которых снабжен пакером и зафиксирован якорем, положение осложняется. В таких условиях аппаратура должна обеспечивать не только нужную прочность сооружения, так как вода закачивается при давлениях до 20 МПа и температурах до 200 °С, но и возможность относительного перемещения НКТ в устьевом сальнике. Соединение арматуры с водоводом делается шарнирным (рис. 3.16).

Техническая характеристика арматуры АП60-150

Давление, МПа:	
пробное	30
рабочее	20
Максимальная температура, °С	320
Максимальное температурное удлинение НКТ, мм	500
Диаметр проходного сечения, мм	60

Арматура АП60-150 комплектуется термостойким лубрикаторм для спуска в скважину глубинных приборов и специальной колонной головкой.

При закачке теплоносителя в пласт, особенно такого как пар, башмак НКТ герметизируется специальным термостойким пакером для предотвращения попадания в затрубное пространство скважины закачиваемого пара или воды, что снижает теплопотери в стволе скважины.

Закачка пара в пласты используется в несколько больших масштабах, чем закачка горячей воды. Применяется как непрерывная закачка пара через систему нагнетательных скважин, так и циклическая в добывающие скважины для прогрева призабойной зоны и последующего перевода скважины на режим отбора жидкости. Для закачки пара используются передвижные и стационарные парогенераторные и котельные установки.

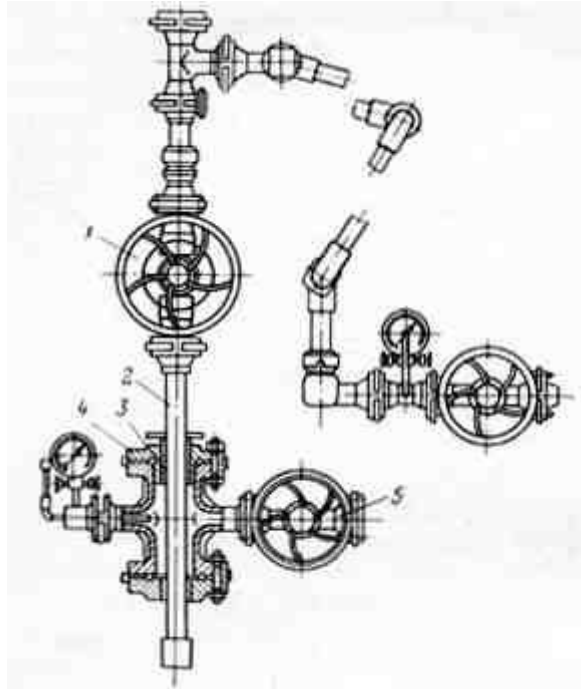


Рис. 3.16. Шарнирная арматура устья нагнетательной скважины для закачки горячего теплоносителя:

*1 – центральная задвижка; 2 – сальниковая труба колонны НКТ;
3 – термостойкий сальник; 4 – корпус сальника; 5 – задвижка межтрубного пространства*

На каждой установке предусмотрены системы подготовки и подачи топлива (газ, нефть) и воздуха, а также необходимая автоматика и контрольно-измерительная аппаратура для автоматического или полуавтоматического регулирования подготовки пара. К обязательным элементам процесса подготовки пара в парогенераторной установке относятся:

1. Предварительная фильтрация питательной воды через осветлительный фильтр для удаления механических примесей.

2. Фильтрация питательной воды через натрий-катионитовые фильтры для умягчения воды, т. е. для удаления из нее солей жесткости. При снижении смягчающей способности катионитов последнюю восстанавливают пропусканием через катионат раствора поваренной соли.

3. Деаэрация для удаления из воды агрессивных газов и кислорода. Деаэрация может быть горячей и холодной, высокого и низкого давления. Для связывания остаточного кислорода в воду вводят химические реагенты (гидрозингидрат или гидрозинсульфат).

4. Подача подготовленной воды насосом высокого давления в прямоточный паровой котел для генерации пара нужной температуры и давления обычно с сухостью около 80 %. Это позволяет снизить требо-

вания к процессу смягчения воды, так как оставшиеся растворенные соли удерживаются в капельной влаге котловой воды и уносятся вместе с паром.

В настоящее время применяются отечественные передвижные парогенераторные установки ППГУ-4/120 и ППГУ-4/120М, а также японские «Такума» и KSK. Установки состоят из двух блоков: парогенераторного и водоподготовки, работа которых полностью автоматизирована.

При непрерывной закачке теплоносителя, даже такого как вода, пласт прогревается медленно. За год прогретая зона составляет несколько десятков метров, причем основное количество вносимой теплоты локализуется не перед областью вытеснения, а позади ее. При непрерывной закачке пара, на генерацию которого расходуется больше топлива, чем на подогрев воды, и массовое теплосодержание которого больше, чем у воды, зона прогрева будет несколько больше.

Таким образом, закачка теплоносителя может быть эффективной при малых глубинах залегания пластов (сотни метров) и незначительных расстояниях между нагнетательными и добывающими скважинами (десятки метров). В связи с этим циклическая закачка пара в добывающие скважины для очистки призабойной зоны, расплавления в ней смол и парафинов с последующим переводом таких скважин на режим отбора нашла более широкое распространение.

3.11. Внутрипластовое горение

Создание подвижного фронта горения непосредственно в пласте сокращает потери теплоты и поднимает эффективность теплового воздействия. В пористой среде, насыщенной частично коксоподобными остатками нефти, возможно непрерывное горение при подаче в пласт воздуха в необходимых количествах.

В результате горения в пласте происходит термическая перегонка нефти и унос продуктов разложения в зону перед фронтом горения. Коксоподобные остатки термической перегонки нефти в пористой среде и являются топливом, которое поддерживает очаг горения. Зона горения перемещается от стенок нагнетательной скважины в радиальном направлении. Образующиеся горячие газы проталкивают нефть и воду к добывающим скважинам. В результате создания теплового фронта, температура которого достигает 450–500 °С, происходит следующее.

1. Переход в газовую фазу некоторых (наиболее легких) компонентов нефти, насыщающей породу перед фронтом горения.

2. Расщепление (крекинг) некоторых углеводородов, составляющих нефть.
3. Горение коксоподобного остатка, образовавшегося в результате крекинг-процесса.
4. Плавление парафинов и асфальтенов в порах породы.
5. Переход в паровую фазу пластовой воды, находящейся перед фронтом.
6. Уменьшение вязкости нефти перед фронтом в результате ее нагревания и смешивания с легкими фракциями нефти, переносимыми потоком газов от фронта горения.
7. Конденсация продуктов перегонки нефти и образование подвижной зоны повышенной нефтенасыщенности перед фронтом горения по мере снижения температур.

Образование сухой выгоревшей массы пористой породы часто с разрушенными связями между твердыми частицами вследствие термического воздействия за фронтом горения.

При внутрислоевом горении в пласте формируется несколько зон (рис. 3.17).

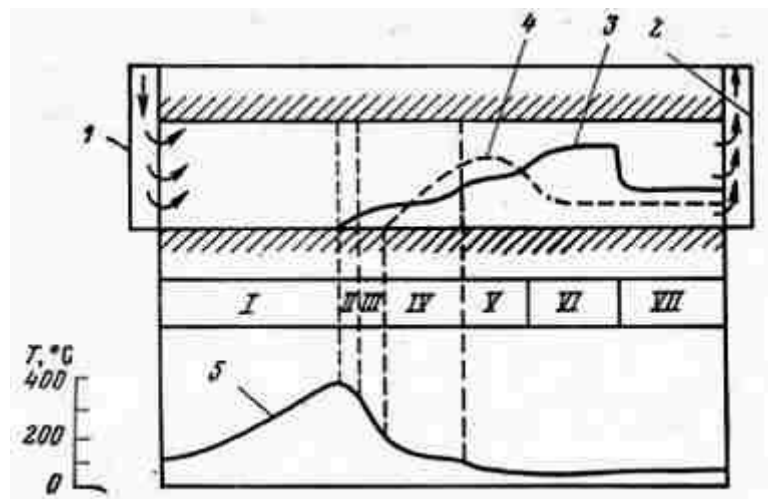


Рис. 3.17. Схема внутрислоевого горения:

- 1 – нагнетательная скважина (воздух);
 2 – добывающая скважина; 3 – распределение нефтенасыщенности;
 4 – распределение водонасыщенности; 5 – распределение температуры

I. Выгоревшая зона со следами несгоревшей нефти или кокса, в которой закачанный воздух нагревается теплотой, оставшейся в этой зоне после прохождения фронта горения.

II. Зона горения, в которой максимальная температура достигает 300–500 °С. Теплота в этой зоне передается главным образом за счет конвекции.

III. Зона испарения, в которой происходит разгонка нефти на фракции и крекинг остаточной нефти в результате ее нагрева горячими газами, поступающими из зоны горения. Пластовая и связанная воды в этой зоне превращаются в пар сухой или влажный в зависимости от температуры и давления в пласте.

IV. Зона конденсации, в которой происходит конденсация углеводородов и паров воды вследствие понижения температуры. Нефть и вода проталкиваются к добывающим скважинам несконденсировавшимися газами и газами, образовавшимися в результате горения, такими как CO_2 , CO и N_2 .

V. Зона увеличенной водонасыщенности, содержащая все три компонента – нефть, воду и газы.

VI. Зона увеличенной нефтенасыщенности, образующаяся в результате перемещения нефти из предыдущих зон и содержащая маловязкую нефть вследствие обогащения ее легкими фракциями углеводородов. Температура в этой зоне близка к первоначальной.

VII. Невозмущенная зона, в которой пластовая температура практически остается первоначальной, а поэтому и вязкость вытесняемой нефти низкой.

Термодинамический и гидродинамический расчеты процесса внутрипластового горения представляют сложную задачу, но в специальной литературе имеются приближенные методы расчета параметров процесса. Горение в пласте происходит в результате выгорания коксоподобного остатка, крекинга и разгонки нефти, на что расходуется от 5 до 15 % запасов пластовой нефти. Это количество зависит от пластовых параметров, химического состава нефти и других факторов. Экспериментально определяется количество коксового остатка на единицу объема пласта. Затем расчетным путем или также экспериментально определяется количество окислителя (воздуха), необходимого для сжигания единицы массы коксового остатка. При этом считается, что не весь кислород воздуха используется на процесс, а только часть. Это учитывают введением коэффициента использования воздуха, равного 0,8–0,9. По мере расширения фронта горения в пласте количество нагнетаемого воздуха соответственно должно увеличиваться.

Горение коксоподобного остатка нефти происходит при температуре около 375 °С. Для поддержания такой температуры, а следовательно, непрерывного горения необходимо сжечь от 20 до 40 кг кокса на 1 м³ породы. Такое количество кокса могут дать только тяжелые нефти с относительной плотностью выше 0,870. Легкие нефти не дают нужного для процесса количества коксоподобного остатка. С другой стороны, очень тяжелые нефти, с относительной плотностью свыше 1, также при-

водят к неэффективности процесса, поскольку в этом случае содержание кокса в нефти чрезмерно велико и объем вытесняемой нефти может оказаться незначительным.

Для сжигания 1 кг кокса требуется примерно $11,3 \text{ м}^3$ воздуха при 100%-м использовании кислорода воздуха. Однако для расчетов принимают коэффициент использования от 70 до 90 %. Таким образом, для обеспечения процесса горения на 1 м^3 породы, содержащей от 20 до 40 кг кокса, потребуется примерно от 325 до 500 м^3 воздуха.

Воспламенение кокса в пласте происходит либо принудительно, либо самопроизвольно. Так, например, на залежи нефти Павлова Гора на одном участке фронт горения был создан самопроизвольно после прокачки около 600 тыс. м^3 воздуха в течение 66 сут (около 4-х месяцев с учетом перерывов). Для ускорения процесса на другом участке иницирование горения в пласте было осуществлено с помощью забойной газовой горелки в течение 54 ч. За это время на забое было введено около 25 млн кДж теплоты. Для розжига пласта используются также забойные электронагреватели и зажигательные химические смеси. Дальнейшее поддержание горения осуществляется закачкой необходимого количества окислителя – воздуха.

Различают прямоточный процесс внутрипластового горения и противоточный. При прямоточном процессе очаг горения перемещается по пласту в направлении нагнетаемого воздуха, т. е. от нагнетательной скважины к окружающим эксплуатационным. В этом случае пласт разжигается со стороны нагнетательной скважины. Считается, что прямоточный процесс горения эффективен при сравнительно легких нефтях. Нефть вытесняется по всему пласту впереди фронта горения при температурах, близких к пластовой, что является недостатком. При противоточном процессе очаг горения перемещается по пласту в направлении, противоположном нагнетаемому воздуху, т. е. от эксплуатационных скважин к нагнетательной. В этом случае нефть разжигается на забоях эксплуатационных скважин при последующей подаче окислителя через центральную нагнетательную скважину. При этом прогретая зона остается не за (фронтом горения, как при прямоточном процессе, а перед ним, что способствует более эффективному вытеснению нефти.

Кроме того, различают сухое и влажное и сверхвлажное внутрипластовое горение. Сухое горение осуществляется при подаче окислителя атмосферного воздуха, практически не содержащего водяных паров. При влажном горении на 1 м^3 воздуха добавляется около 1 л воды. При сверхвлажном горении содержание воды доводится до 5 л.

Учитывая, что при генерации пара в зоне внутрипластового очага горения при испарении связанной воды пар способствует наиболее пол-

ному вытеснению нефти из плохопроницаемых зон, предложено в нагнетаемый воздух добавлять некоторое количество распыленной влаги для генерации пара в зоне горения.

При избытке кокса и при малом количестве связанной воды такое мероприятие может привести к некоторому понижению температуры в зоне горения и переносу теплоты в зону, расположенную впереди фронта горения, за счет испарения воды и последующей ее конденсации. Кроме того, добавление некоторого количества воды снижает удельный расход воздуха, а следовательно, и мощности компрессорной станции. Имеются данные, указывающие, что при влажном горении удастся снизить удельный расход воздуха в 1,5–3 раза.

Контроль за процессом горения в пласте осуществляется как с помощью измерения температур на забоях добывающих и специальных наблюдательных скважин, так и путем анализа выходящих газов, главным образом на содержание в них CO_2 .

5. МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ СКВАЖИНЫ

5.1. Назначение методов и их общая характеристика

Извлечение нефти из пласта и любое воздействие на него осуществляются через скважины. Призабойная зона скважины (ПЗС) – область, в которой все процессы протекают наиболее интенсивно. Здесь как в единый узел сходятся линии токов при извлечении жидкости или расходятся – при закачке. Здесь скорости движения жидкости, градиенты давления, потери энергии, фильтрационные сопротивления максимальны. От состояния призабойной зоны пласта существенно зависит эффективность разработки месторождения, дебиты добывающих скважин, приемистость нагнетательных и та доля пластовой энергии, которая может быть использована на подъем жидкости непосредственно в скважине.

Очень важно сохранить ПЗС в таком состоянии, чтобы энергия, расходуемая на преодоление фильтрационных сопротивлений ПЗС, была бы достаточно мала как при отборе жидкости из пласта, так и при нагнетании в пласт. Само бурение скважины уже вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Перфорация обсадной колонны сопровождается кратковременным воздействием на ПЗС ударных волн различных частот, которые воздействуют на кристаллы, слагающие породу, и вызывают пьезоэлектрический эффект на гранях этих кристаллов. Возникающее электрическое поле, в зависимости от его полярности, интенсивности и продолжительности существования, может либо тормозить, либо способствовать фильтрации (явление осмоса), влиять на формирование аномальных жидкостных слоев на границе с поверхностью пор пласта.

В процессе добычи нефти вся извлекаемая пластовая жидкость – нефть, вода и газ – проходит через призабойные зоны добывающих скважин и вся нагнетаемая в пласты вода – через ПЗС нагнетательных скважин.

Эти процессы происходят при температурах и давлениях, отличных от тех, при которых эти жидкости (или газы) были первоначально на поверхности или в пласте. В результате в ПЗС, как в фильтре, могут откладываться как различные углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), так и различные соли, выпадающие из растворов в результате нарушения термодинамического равновесия.

Для снижения фильтрационных сопротивлений необходимо осуществлять мероприятия по воздействию на ПЗС для повышения прони-

цаемости, улучшения сообщаемости со стволом скважины и увеличению системы трещин или каналов для облегчения притока и снижения энергетических потерь в этой ограниченной области пласта.

Все методы воздействия на ПЗС можно разделить на три основные группы: химические, механические, тепловые.

Химические методы воздействия целесообразно применять только в тех случаях, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗС, как например, соли или железистые отложения и др. Типичным методом воздействия является простая кислотная обработка.

Механические методы воздействия эффективны в твердых породах, когда создание дополнительных трещин в ПЗС позволяет приобщить к процессу фильтрации новые удаленные части пласта. К этому виду воздействия относится ГРП. Тепловые методы целесообразны только в тех случаях, когда в ПЗС произошло отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафина, смол, асфальтенов, а также и при фильтрации вязкой нефти. К этому виду воздействия относятся прогревы ПЗС глубинным электронагревателем, паром или другими теплоносителями.

Существуют разновидности методов воздействия на ПЗС, которые сочетают характерные особенности перечисленных трех основных. Например, термокислотная обработка скважин сочетает в себе как химическое воздействие на породу пласта, так и тепловое воздействие в результате выделения большого количества теплоты при химической реакции со специально вводимыми веществами и т. д.

Таким образом, выбор метода воздействия основывается на тщательном изучении термодинамических условий и состояния ПЗС, состава пород и жидкостей, а также систематического изучения накопленного промыслового опыта на данном месторождении.

5.2. Обработка скважин соляной кислотой

Обработка скважин соляной кислотой нашла наиболее широкое распространение вследствие своей сравнительной простоты, дешевизны и часто встречающихся благоприятных для ее применения пластовых условий.

В нефтесодержащих породах нередко присутствуют в тех или иных количествах известняки, доломиты или карбонатные цементирующие вещества. Такие породы соляная кислота хорошо растворяет, при этом происходят следующие основные реакции.

При воздействии на известняк



При воздействии на доломит



Хлористый кальций (CaCl_2) и хлористый магний (MgCl_2) – это соли, хорошо растворимые в воде – носители кислоты, образующейся в результате реакции. Углекислый газ (CO_2) также легко удаляется из скважины, либо при соответствующем давлении (свыше 7,6 МПа) растворяется в той же воде.

В количественных соотношениях реакция соляной кислоты с известняком запишется следующим образом:



$$2 \cdot (1 + 35,5) + 40 + 12 + 3 \cdot 16 = 40 + 2 \cdot 35,5 + 2 \cdot 1 + 12 + 2 \cdot 16$$

Таким образом, при взаимодействии с известняком 73 г чистой HCl при полной ее нейтрализации растворяется 100 г известняка. При этом получается 111 г растворимой соли хлористого кальция, 18 г воды и 44 г углекислого газа. Таким образом, на 1 кг известняка надо израсходовать следующее количество чистой HCl – 730 г.

Известно, что 1 л 15 %-ного раствора кислоты содержит 161,2 г чистой HCl. Следовательно, для растворения 1 кг известняка потребуется 4,53 л раствора.

Аналогично для второй реакции воздействия HCl на доломит при взаимодействии 146 г чистой HCl с 184,3 г доломита [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$] при полной нейтрализации получается 111 г растворимой соли хлористого кальция; 95,3 г MgCl_2 ; 36 г воды (H_2O) и 88 г углекислоты. Для растворения 1 кг доломита потребуется кислоты – 4,914 л 15%-го раствора HCl.

Однако в кислоте всегда присутствуют примеси, которые при взаимодействии с ней могут образовать не растворимые в растворе нейтральной кислоты осадки. Выпадение этих осадков в порах пласта снижает проницаемость ПЗС. К числу таких примесей относятся следующие.

1. Хлорное железо (FeCl_3), образующееся в результате гидролиза гидрата окиси железа [$\text{Fe}(\text{OH})_3$], выпадающего в виде объемистого осадка.

2. Серная кислота H_2SO_4 в растворе при ее взаимодействии с хлористым кальцием CaCl_2 образует гипс ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), который удерживается в растворе лишь в незначительных количествах. Основная масса гипса выпадает в осадок в виде волокнистой массы игольчатых кристаллов.

3. Некоторые реагенты, вводимые в раствор кислоты в качестве антикоррозионных добавок (например, ингибитор ПБ-5).

4. Фтористый водород и фосфорная кислота, которые при некоторых технологических схемах производства соляной кислоты в ней присутствуют и при реагировании с карбонатами образуют в пласте нерастворимые осадки фтористого кальция (CaF_2) и фосфорнокислого кальция [$\text{Ca}_3(\text{PO}_4)_2$].

Для обработки скважин обычно готовится раствор соляной кислоты с содержанием чистой HCl в пределах 10–15 %, так как при большом ее содержании нейтрализованный раствор получается очень вязким, что затрудняет его выход из пор пласта. Температура замерзания 15%-го раствора HCl равна минус 32,8 °С.

Рецептуру приготовления раствора отрабатывают либо в промышленных лабораториях, либо в исследовательских институтах. К раствору HCl добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят. Обычно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. В качестве ингибиторов используют:

формалин (0,6 %), снижающий коррозионную активность в 7–8 раз; уникол – липкую темно-коричневую жидкость (например, уникол ПБ-5) (0,25–0,5 %), снижающую коррозионную активность в 30–42 раза. Однако поскольку уникол не растворяется в воде, то из нейтрализованной (отреагированной) кислоты он выпадает в осадок, поэтому его концентрацию уменьшают до 0,1 %, что снижает коррозионную активность только до 15 раз.

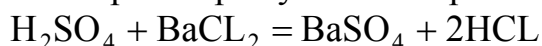
Для высоких температур и давлений разработан ингибитор – реагент И-1-А (0,4 %) в смеси с уротропином (0,8 %), снижающий коррозионную активность (при $t = 87$ °С и $P = 38$ МПа) до 20 раз. Ингибитор катапин А считается одним из лучших. При дозировке 0,1 % от объема рабочего кислотного раствора он в 55–65 раз снижает коррозионную активность раствора, при 0,025 % (0,25 кг на 1 м³ раствора) – в 45 раз. Однако его защитные свойства сильно ухудшаются при высоких температурах. Поэтому при $t = 80$ –100 °С его дозировка увеличивается до 0,2 % с добавкой 0,2 % уротропина. Кроме того, катапин А является хорошим катионоактивным ПАВ.

Имеются и другие реагенты, используемые для снижения коррозионной активности раствора HCl.

2. Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), снижающие в 3–5 раз поверхностное натяжение на границе нефти –

нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от отреагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, такие как катапин А, катамин А, мервелан К (0), одновременно выполняют роль интенсификаторов, так как являются и активными ПАВами. В качестве интенсификаторов используют также такие ПАВы, как ОП-10, ОП-7, 44 – 11, 44 – 22 и ряд других. Учитывая потерю ПАВ на поверхности породы в результате абсорбции в головной части нагнетаемого раствора HCL, концентрацию реагента увеличивают примерно в 2–3 раза.

3. Стабилизаторы – вещества, необходимые для удерживания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции примесей раствора HCL с железом, цементом и песчаниками, а также для удаления из раствора соляной кислоты вредной примеси серной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария



В этом случае раствор HCL перед закачкой в скважину обрабатывают раствором хлористого бария (**BaCl₂**). Образующийся сернокислый барий (**BaSO₄**) легко удерживается в растворе и удаляется из пор пласта в жидком состоянии вместе с другими продуктами реакции.

Соляная кислота, взаимодействуя с глинами, образует соли алюминия, а с цементом и песчаником – гель кремниевой кислоты, выпадающие в осадок. Для устранения этого и используют стабилизаторы – уксусную (**CH₃COOH**) и плавиковую (**HF**) (фтористоводородную) кислоты, а также ряд других (лимонная, винная и др.).

Добавление плавиковой кислоты (HF) в количестве 1–2 % предупреждает образование геля кремниевой кислоты, закупоривающего поры коллектора, и способствует лучшему растворению цементной корки. Уксусная кислота (CH₃COOH) удерживает в растворенном состоянии соли железа и алюминия и сильно замедляет реакцию раствора HCL с породой, что позволяет закачать концентрированный раствор HCL в более глубокие участки пласта.

Рабочий раствор кислоты готовят на центральных промысловых кислотных базах или редко у скважины. Существует строгая последовательность операции приготовления кислоты. Точный рецептурный состав компонентов и их количества определяют по соответствующим руководствам или расчетным таблицам в лабораториях или НИИ.

Для приготовления рабочего раствора в расчетное количество воды вводят сначала ингибитор и стабилизатор, затем техническую соляную кислоту. После перемешивания добавляют хлористый барий, снова перемешивают до исчезновения хлопьев хлористого бария, что контроли-

руется анализом проб. Затем добавляют интенсификатор, перемешивают снова и далее дают возможность раствору отстояться до полного осветления и осаждения сернокислого бария.

Растворы HCL готовят с обязательным соблюдением правил по технике безопасности, которые предусматривают наличие специальной одежды, резиновых перчаток и очков. Особые меры предосторожности необходимы при обращении с фтористоводородной кислотой (HF), пары которой ядовиты.

Соляную кислоту перевозят в гуммированных железнодорожных цистернах или автоцистернах. Иногда для защиты железа цистерн от коррозии их внутри окрашивают в несколько слоев химически стойкой эмалью (ХСЭ-93). Фтористоводородную кислоту транспортируют в эбонитовых 20-литровых сосудах.

Различают несколько видов обработки соляной кислотой скважин, вскрывших карбонатные коллекторы: кислотные ванны, простые кислотные обработки и обработки под давлением ПЗС, термокислотные обработки, кислотные обработки через гидромониторные насадки, серийные поинтервальные кислотные обработки.

Кислотные ванны применяются во всех скважинах с открытым забоем после бурения и при освоении, для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. Для скважин, забой которых обсажен колонной и перфорирован, кислотные ванны проводить не рекомендуют. Объем кислотного раствора должен быть равен объему скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала, а башмак НКТ, через который закачивают (раствор, спускается до подошвы пласта или забоя скважины. Применяется раствор HCL повышенной концентрации (15–20 %), так как его перемешивания на забое не происходит.

Время выдержки для нейтрализации кислоты для данного месторождения устанавливается опытным путем по замерам концентрации кислоты в отработанном и вытесненном на поверхность через НКТ растворе.

Обычно время выдержки составляет 16–24 ч.

Таблица 5.1. Рекомендуемые объемы раствора HCL на 1 м толщины пласта

Порода	Объем раствора HCL, м ³ /м	
	при первичных обработках	при вторичных обработках
Малопроницаемые тонкопористые	0,4 – 0,6	0,6 – 1,0
Высокопроницаемые	0,5 – 1,0	1,0 – 1,5
Трещиноватые	0,6 – 0,8	1,0 – 1,5

Простые кислотные обработки – наиболее распространенные, осуществляются задавкой раствора HCL в ПЗС (табл. 5.1).

При многократных обработках для каждой последующей операции растворяющая способность раствора должна увеличиваться за счет наращивания объема закачиваемого раствора, повышения концентрации кислоты, а также и за счет увеличения скорости закачки. Исходная концентрация раствора – 12 %, максимальная – 20 %.

Простые кислотные обработки, как правило, осуществляются с помощью одного насосного агрегата в тщательно промытой и подготовленной скважине без применения повышенных температур и давления. При парафинистых и смолистых отложениях в НКТ и на забое их удаляют промывкой скважины соответствующими растворителями: керосином, пропан-бутановыми фракциями и другими нетоварными продуктами предприятий нефтехимии. При открытом забое кислотная обработка проводится только после кислотной ванны. После закачки расчетного объема раствора кислоты в НКТ закачивают продавочную жидкость в объеме, равном объему НКТ.

В качестве продавочной жидкости обычно используется нефть для добывающих скважин и вода с добавкой ПАВ типа ОП-10 для нагнетательных скважин. В процессе закачки раствора HCL уровень кислоты в межтрубном пространстве поддерживается у кровли пласта.

Время выдержки кислоты зависит от многих факторов. Лабораторные опыты показывают, что кислота реагирует с карбонатами очень быстро, особенно в пористой среде. Повышенная температура ускоряет реакцию, а, следовательно, сокращает время выдержки кислоты на забое. При низких температурах, открытом забое и сохранении объема кислоты в пределах обрабатываемого интервала выдержка продолжается от 8 до 24 ч, при задавливании всей кислоты в пласт при пластовой температуре 15–30 °С – до 2 ч, при температуре 30–60 °С – 1–1,5 ч. При более высоких температурах выдержка не планируется, так как перевод скважины на режим эксплуатации потребует больше времени, чем это нужно для полной нейтрализации кислоты.

Многочисленные опыты и исследования показали, что кислота в карбонатных породах не образует радиальных равномерно расходящихся каналов. Обычно это промоины – рукавообразные каналы неправильной формы, которые формируются преимущественно в каком-либо одном или нескольких направлениях. В пористых коллекторах с карбонатным цементирующим веществом (растворение протекает более равномерно вокруг ствола скважины или перфорационных отверстий). Но все равно образующиеся каналы растворения далеки от правильной радиальной системы. Увеличение глубины проникновения раствора ки-

слоты в поруду достигается увеличением концентрации HCL в исходном растворе и скорости прокачки, а также применением различных добавок, замедляющих реакцию.

Увеличение исходной концентрации – недостаточно эффективный способ, так как он вызывает коррозию металла и оборудования, способствует образованию нерастворимых осадков в продуктах реакции. Увеличение скорости закачки считается эффективным средством, но оно лимитируется поглотительной способностью скважины и мощностью применяемого насосного оборудования. Применение добавок – более эффективное средство. Количество уксусной кислоты в растворе, применяемом для замедления, увеличивают в несколько раз по сравнению с необходимым для стабилизации. Так, при ее содержании 4–5 % от общего объема раствора скорость нейтрализации замедляется в 4–5 раза. Это означает, что раствор сохранит свою активность на расстояниях (при одномерном движении) в 4–4,5 раз больших при прочих равных условиях.

Кислотная обработка под давлением. При простых солянокислотных обработках (СКО) кислота проникает в хорошо проницаемые прослойки, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослойки остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослойки изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослойки буфера – высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

СКО под давлением обычно является третьей операцией после ванн и простых СКО.

Сначала на скважине проводятся обычные подготовительные мероприятия: удаление забойных пробок, парафиновых отложений, изоляция обводнившихся прослоев или создание на забое столба тяжелой жидкости в пределах обводнившегося низа скважины. Обычно перед проведением СКО под давлением продуктивный пласт изучается для выявления местоположения поглощающих прослоев и их толщины. Для предохранения обсадной колонны от высокого давления у кровли пласта на НКТ устанавливают пакер с якорем. Для изоляции или для снижения поглотительной способности высокопроницаемых прослоев в пласт нагнетают эмульсию.

Эмульсию приготавливают прокачкой смеси 10–12 %-го раствора HCL и нефти центробежным насосом из одной емкости в другую.

К легким нефтям добавляют присадки с эмульгирующими свойствами, например окисленный мазут, кислый газойль. ГрозНИИ рекомендует добавлять амины, диаминдиолеат и другие вещества.

Эмульсия обычно составляется из 70 % по объему раствора HCL и 30 % нефти. В зависимости от способа и времени перемешивания можно получить эмульсии различной вязкости, вплоть до 10 Па·с. При продолжительном перемешивании достигается большая дисперсность эмульсии и увеличение ее вязкости. Объемы нефтекислотной вязкой эмульсии для закачки в проницаемые прослои определяются объемом пор пласта в пределах предполагаемого радиуса закачки R , толщиной проницаемых прослоев h и их пористостью m по формуле

$$V_э = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot h \cdot m$$

Обычно на 1 м толщины высокопроницаемого прослоя необходимо 1,5–2,5 м³ эмульсии. Рабочий раствор закачивается в тех же объемах, что и при простых СКО. Эмульсия в объеме НКТ и подпакерного пространства закачивается при открытом затрубном пространстве и негерметизированном пакере.

Затем спущенным на НКТ пакером герметизируют кольцевое пространство, и в пласт закачивается оставшийся объем эмульсии под меньшим давлением. После эмульсии закачивается рабочий раствор HCL объемом, равным внутреннему объему НКТ, также при умеренном давлении, а по достижении кислотой башмака НКТ закачка продолжается на максимальных скоростях для создания на забое необходимого давления. После рабочего раствора HCL без снижения скорости закачивается продавочная жидкость объемом равным объему НКТ и подпакерного пространства. Время выдержки раствора для полной нейтрализации такое же, как и при простых СКО. После выдержки пакер с якорем и НКТ извлекаются, и скважина пускается в эксплуатацию.

5.3. Термокислотные обработки

Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами (МЛ-1, МА-1 и др.) в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL. При этом происходит следующая реакция.



Хлористый магний ($MgCl_2$) остается в растворе.

При взаимодействии 73 г чистой HCL с 24,3 г Mg происходит полная нейтрализация раствора, при которой выделяется 461,38 кДж тепловой энергии. Легко подсчитать, что при взаимодействии 1000 г магния выделится 18987 кДж теплоты.

Для растворения 1 кг Mg потребуется 18,61 л 15%-го раствора HCL.

Необходимое количество 15%-й соляной кислоты для получения различных температур раствора (на 1 кг Mg) приведено ниже.

Таблица 5.2

Количество HCL, л	50	60	70	80	100
Температура раствора, °C	120	100	85	75	60
Остаточная концентрация HCL, %	9,6	10,5	11	11,4	12,2

Из уравнения баланса теплоты

$$Q = V \cdot C_v \cdot \Delta t$$

следует что при реализации всей выделившейся теплоты Q кДж на нагрев V л раствора, имеющего теплоемкость C_v (кДж/л·°C), нагрев раствора произойдет на Δt °C или

$$\Delta t = Q / (V \cdot C_v)$$

Принимая приближенно теплоемкость раствора 15%-й HCL, равной теплоемкости воды, т. е. C_v = 4,1868 кДж/л·°C, получим

$$\Delta t = \frac{18987}{18,61 \cdot 4,1868} = 243,2^\circ\text{C}$$

На столько градусов увеличится температура раствора при полном использовании теплоты на нагрев только продуктов реакции. (По некоторым данным температура раствора может достигать 300 °C).

При таком расчете получается только тепловой эффект и полностью нейтрализованная кислота. Чтобы сохранить активность раствора кислоты для взаимодействия с породой, его количество на 1 кг Mg надо брать не 18,61 л, а больше, однако при этом и температура раствора получится ниже, так как общий объем продуктов реакции увеличится.

В табл. 5.2 приведены количества 15%-й кислоты на 1 кг магния и получаемые при этом температура и остаточные концентрации HCL.

Обычно в наконечники загружают от 40 до 100 кг магния в зависимости от обрабатываемого интервала пласта и желаемой температуры. При этом прокачивается от 4 до 10 м³ 15%-го раствора HCL.

Существуют два вида обработки.

Термохимическая обработка ПЗС – обработка горячей кислотой, при которой для растворения магния подается избыточное количество кислоты для растворения карбонатов породы пласта так, чтобы сохранялась концентрация HCL 10–12 %.

Термокислотная обработка ПЗС – сочетание термохимической и непрерывно следующей за ней кислотной обработки ПЗС. Причем кислотная обработка может быть как обычной, так и под давлением.

Скорость прокачки раствора HCL должна быть такой, чтобы в течение всего процесса на выходе наконечника была одинаковая запланированная температура и постоянная остаточная кислотность раствора. Это условие трудно выполнимо, так как при прокачке кислоты через магний непрерывно изменяются его масса, поверхность соприкосновения с кислотой, температура реакционной среды, концентрация кислоты и др. Это затрудняет расчет режима прокачки кислоты.

С помощью опытных прокачек в поверхностных условиях определили, что при давлениях на глубине установки реакционного наконечника, превышающих 3 МПа, рекомендуется применять магний в виде стружки, причем чем больше давление, тем магниевая стружка должна быть мельче и тоньше. При давлениях ниже 3 МПа – в виде брусков квадратного и круглого сечения. Причем чем ниже давление, тем площадь поперечного сечения этих брусков может быть больше. Так, при давлении до 1 МПа используются бруски с площадью 10–15 см². При давлении от 1 до 3 МПа размеры брусков уменьшают так, чтобы площадь сечения каждого была 1–5 см².

Термохимические солянокислотные обработки ПЗС эффективны в скважинах с низкими пластовыми температурами, в призабойной зоне которых наблюдается отложение твердых углеводородов (смолы, парафины, асфальты). Этот вид обработки может быть применен как для карбонатных коллекторов, так и для терригенных при достаточно высокой их карбонатности.

5.4. Поинтервальная или ступенчатая СКО

При вскрытии нескольких самостоятельных прослоев общим фильтром или общим открытым забоем, а также при вскрытии пласта большой толщины, в разрезе которого имеются интервалы с различной проницаемостью, одноразовая солянокислотная обработка всего интервала всегда положительно сказывается на наиболее проницаемом прослое. Другие прослои с ухудшенной гидропроводностью фактически остаются необработанными. В таких случаях применяют поинтервальную солянокислотную обработку, т. е. обработку каждого интервала пласта или пропластка. Для этого намечаемый для обработки интервал изолируется двумя пакерами, которые устанавливаются непосредственно у границ интервала или пропластка. При обсаженном и перфорированном забое используют обычные шлипсовые пакеры типа ПШ5 или ПШ6.

Эффективность обработки существенно зависит от герметичности затрубного цементного камня, предотвращающего перетоки нагнетаемого раствора НСL по затрубному пространству в другие пропластки. При открытых забоях намеченный для СКО интервал также выделяют с помощью пакерных устройств, используемых в испытателях пластов. После обработки одного интервала и последующей его пробной эксплуатации для оценки полученных результатов переходят к СКО следующего интервала.

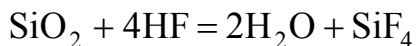
5.5. Кислотные обработки терригенных коллекторов

Особенность СКО терригенных (песчаники, алевролиты и др.) коллекторов заключается в том, что кислота в них не формирует отдельные каналы, проникающие в пласт на различную глубину, как в карбонатных и тем более трещиноватых коллекторах.

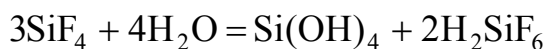
В данном случае кислотный раствор проникает в пласт более равномерно и контур ее проникновения близок к круговому. Однако радиус такого контура проникновения по толщине пласта будет различный в зависимости от проницаемости и пористости прослоев, которых в данном интервале может быть несколько. Если известны проницаемости, пористости, толщины и карбонатность отдельных прослоев в слоисто-неоднородном пласте, то приближенно можно рассчитать глубину проникновения кислоты в пласт по прослоям при закачке данного объема раствора или наоборот, задаваясь глубинами проникновения кислоты по прослоям, можно определить необходимый объем растворов НСL.

Другой особенностью СКО является то, что в карбонатных коллекторах кислота реагирует фактически с неограниченной массой карбонатного вещества по всей глубине образующегося канала, тогда как в терригенных карбонаты составляют всего лишь несколько процентов от общего объема породы. Поэтому фронт нагнетаемого раствора растворяет эти карбонаты и нейтрализуется, а последующие порции раствора, двигаясь по порам, в которых карбонаты уже удалены, сохраняет свою первоначальную активность. Это приводит к тому, что при последующем дренировании из скважины сначала поступает концентрированный раствор НСL, а за ним нейтрализованная кислота. Соляная кислота практически взаимодействует только с карбонатными компонентами, не вступая в реакцию с основной массой породы терригенного коллектора, состоящего из силикатных веществ (кварц) и каолинов. Эти вещества взаимодействуют с фтористоводородной кислотой (HF), называемой также плавиковой.

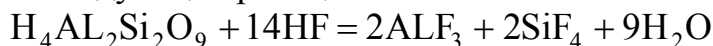
Взаимодействие HF с кварцем происходит по следующей реакции:



Образующийся фтористый кремний SiF_4 далее взаимодействует с водой

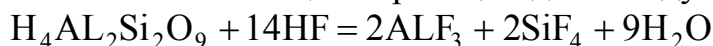


Кремнефтористоводородная кислота H_2SiF_6 остается в растворе, а кремниевая кислота $\text{Si}(\text{OH})_4$ по мере снижения кислотности раствора может образовать студнеобразный гель, закупоривающий поры пласта. Для предотвращения этого фтористая кислота употребляется только в смеси с соляной кислотой для удержания кремниевой кислоты в растворе. Рабочий раствор кислоты для воздействия на терригенные коллекторы обычно содержит 8–10 % соляной кислоты и 3–5 % фтористоводородной. Фтористоводородная кислота растворяет алюмосиликаты согласно следующей реакции:



Образующийся фтористый алюминий AlF_3 остается в растворе, а фтористый кремний SiF_4 далее взаимодействует с водой, образуя кремниевую кислоту.

Количественная оценка реакции дает следующие соотношения:



$$(4 + 2 \cdot 27 + 2 \cdot 28 + 9 \cdot 16) + 14 \cdot (1 + 19) =$$

$$= 2 \cdot (27 + 3 \cdot 19) + 2 \cdot (28 + 4 \cdot 19) + 9 \cdot (2 + 16)$$

Таким образом, для растворения 1 кг алюмосиликата (каолина) необходимо 1085,3 г HF.

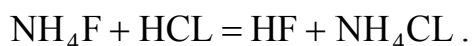
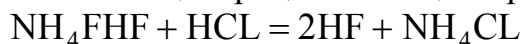
Из справочных таблиц известно, что 4%-й раствор HF в 1 л раствора содержит 40 г чистой HF. Тогда количество 4%-го раствора фтористоводородной кислоты, необходимое для растворения 1 кг алюмосиликата, будет равно 27,13 л/кг.

Взаимодействие HF с зернистым кварцем протекает чрезвычайно медленно, а с алюмосиликатом $\text{H}_4\text{Al}_2\text{Si}_2\text{O}_9$ происходит быстро, но медленнее, чем взаимодействие HCL с карбонатами.

Поэтому обработка терригенных коллекторов смесью соляной и фтористоводородной кислот целесообразна как для удаления карбонатных цементирующих веществ, так и для растворения глинистого материала. По этим причинам смесь HCL и HF называют глинокислотой.

Для приготовления раствора применяют техническую HF кислоту с содержанием HF не менее 40 % и примесей: кремнефтористоводородной кислоты H_2SiF_6 не более 0,4 % и серной кислоты не более 0,05 %. Наличие этих примесей приводит к образованию в продуктах реакций нерастворимых осадков и закупорке пор пласта.

Пары фтористоводородной кислоты ядовиты, и обращение с ней требует мер предосторожности. Кроме того, она имеет высокую стоимость. Последнее время широкое применение находит порошкообразное вещество бифторид-фторид аммония $\text{NH}_4\text{FHF} + \text{NH}_4\text{F}$, который менее опасен в обращении, сравнительно дешев, хотя также требует мер защиты. Порошок бифторид-фторид аммония при растворении его в растворе соляной кислоты частично ее нейтрализует. Поэтому для приготовления глинокислоты в этом случае используется раствор HCL повышенной концентрации. Реакция происходит по следующей схеме:



Для получения глинокислоты, содержащей 4 % HF и 8 % HCL , необходимо иметь исходную концентрацию HCL 13 % и в 1 м³ такой кислоты растворить 71 кг товарного бифторид-фторид-аммония с содержанием 56 % фтора.

Для глинокислоты с содержанием HF 5 % и HCL 10 % исходная концентрация HCL 16 %, и на 1 м³ раствора необходимо 80 кг порошка.

Глинокислота (4 % HF + 8 % HCL) как таковая употребляется для обработки пород, содержащих карбонатов не более 0,5 %. Поскольку она растворяет цементирующее вещество терригенных коллекторов, ее количество для обработки подбирается опытным путем во избежание нарушения устойчивости породы в ПЗС. В связи с этим для первичных обработок ограничиваются объемами глинокислоты в 0,3–0,4 м³ на 1 м толщины пласта.

Для первичных обработок трещиноватых пород рекомендуемые объемы более значительны – 0,75–1,0 м³ на 1 м толщины пласта. Закачанная глинокислота выдерживается в пласте в течение 8–12 ч. Объем продавочной жидкости обычно равен объемам НКТ и забойной части скважины (до верхней границы перфорации).

Как правило, терригенные породы содержат мало карбонатов (девонский пласт в Туймазинском месторождении около 2 %, месторождения Усть-Балык от 1 до 5 %). Поэтому применяют двухступенчатую кислотную обработку. Сначала обрабатывают ПЗС обычным раствором HCL (обычно 12–15 % состава), а затем закачивают глинокислоту. Соляная кислота растворяет карбонаты в ПЗС, что предотвращает при последующей закачке раствора HF образование в порах пласта осадков фтористого кальция и других фторидов, осложняющих процесс, и сохраняет довольно большое количество HF для растворения глин, аргиллитов, слюд и других породообразующих силикатных компонентов. Кроме того, удаление карбонатов из ПЗС позволяет сохранить на нуж-

ном уровне кислотность отреагированного раствора HF для предупреждения образования студнеобразного геля кремниевой кислоты, закупоривающего пласт.

Количество карбонатов в пласте, подлежащее растворению за первый этап обработки, определяется следующим образом:

$$P_{\text{CaCO}_3} = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot \rho \cdot \delta \cdot h, \text{ кг}$$

где R – намечаемый радиус обрабатываемой зоны; r_c – радиус скважины; ρ – плотность горной породы, кг/м^3 ; δ – содержание карбонатов (в пересчете на CaCO_3) в породе пласта в долях единицы; h – обрабатываемая толщина пласта. Необходимое для обработки количество 15%-го раствора будет равно

$$V_{\text{HCL}} = 4,91 \cdot P_{\text{CaCO}_3}, \text{ л}$$

Количество глиноукислоты определяется объемом пор в пределах намеченного радиуса обработки R , а именно

$$V_{\text{гл}} = \pi \cdot (R^2 - r_c^2) \cdot m \cdot h,$$

где m – пористость.

Для предотвращения смешивания нейтрализованной HCL со следующей за ней глиноукислотой и образования осадка количество соляной кислоты берется на 0,2–0,8 м^3 больше расчетного для сохранения кислотности раствора.

В пласты кислоты закачивают медленно для лучшего выщелачивания карбонатов и наибольшего растворения силикатных компонентов. Продавочной жидкостью обычно служит пресная вода с добавками ПАВ.

5.6. Техника и технология кислотных обработок скважин

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (СКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР емкостью 9,15 м^3 или УР-20 емкостью 17 м^3 . Для перевозки концентрированных неингибированных кислот емкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих емкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные емкости (на салазках) объемом 14 м^3 , которые в зимних ус-

ловиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30 м. Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси – "Азинмаш-30А", рис. 5.1 с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков емкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый. Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин⁻¹). Наряду с этим основным агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементировочные агрегаты ЦА-320М, а также насосный агрегат для гидроразрыва АН-700.

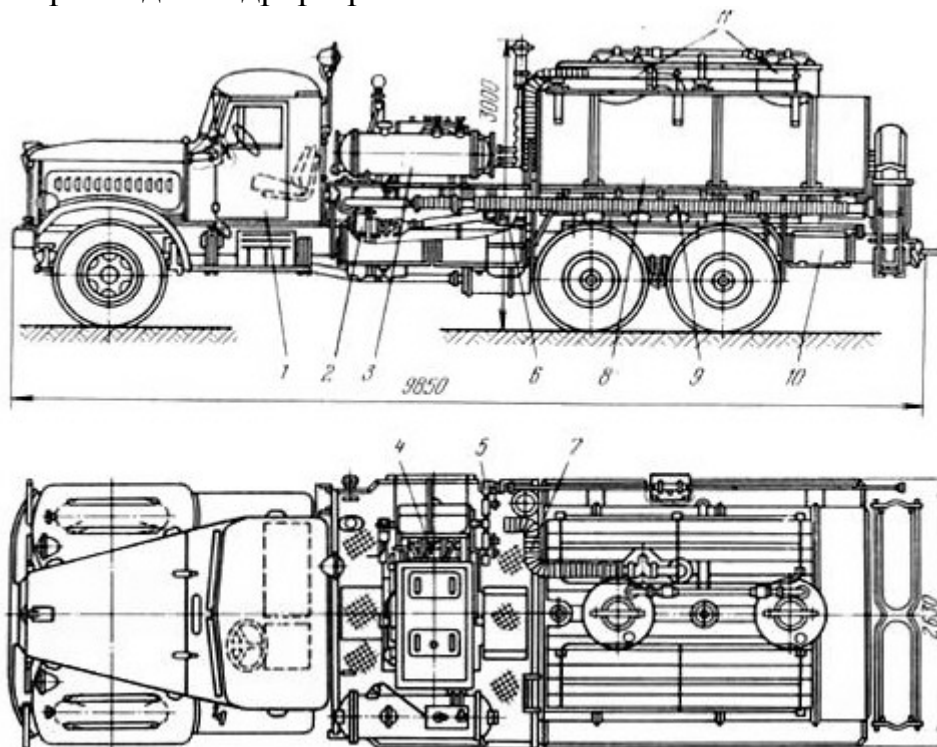


Рис. 5.1. Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш – 30А:
 1 – кабина машиниста (пульт управления); 2 – коробка отбора мощности; 3 – емкость для реагента; 4 – насос 4НК-500; 5 – выкидной трубопровод; 6 – редуктор; 7 – шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 – цистерна для раствора кислоты; 9 – комплект присоединительных шлангов; 10 – ящик для инструментов; 11 – горловина цистерны

Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промысловую воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве 0,3–0,5 % для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Схема обвязки скважины при простых кислотных обработках пли в ваннах показана на рис. 5.2. Силовой насос агрегата «Азинмаш-30А» может забирать жидкость не только из емкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать ее из емкостей на автоприцепе и из передвижных емкостей.

При кислотных обработках используется дополнительно цементировочный агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата «Азинмаш 30А». Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя емкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних емкостей в другие.

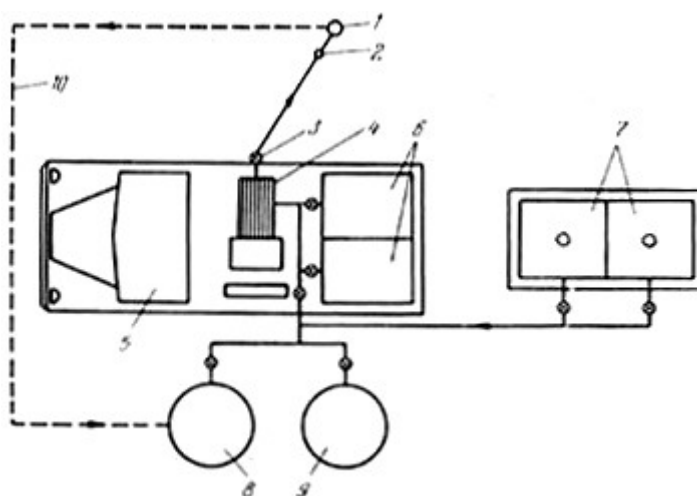


Рис. 5.2. Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок:

1 – устье скважины; 2 – обратный клапан; 3 – задвижка высокого давления; 4 – насос 4НК-500; 5 – агрегат Азинмаш 30А; 6 – емкость для кислоты на агрегате; 7 – емкость для кислоты на прицепе; 8 – емкость для продавочной жидкости; 9 – емкость для кислоты; 10 – линия для обратной циркуляции.

Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при дан-

ном давлении оказывается не достаточно, используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъемными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники, изготавливаемые из обычных нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или в виде брусков, а ее поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

5.7. Гидравлический разрыв пласта

Сущность этого процесса заключается в нагнетании в проницаемый пласт жидкости при давлении, под действием которого пласт расщепляется, либо по плоскостям напластования, либо вдоль естественных трещин. Для предупреждения смыкания трещин при снятии давления в них вместе с жидкостью закачивается крупный песок, сохраняющий проницаемость этих трещин, в тысячи раз превышающую проницаемость ненарушенного пласта.

Гидравлический разрыв проводится при давлениях, достигающих до 100 МПа, с большим расходом жидкости и при использовании сложной и многообразной техники.

На пористый пласт в вертикальном направлении действует сила, равная весу вышележащих пород. Средняя плотность горных осадочных пород обычно принимается равной 2300 кг/м^3 .

Тогда давление горных пород будет равно

$$P_r = \rho_p \cdot g \cdot H, \quad (5.1)$$

Поскольку плотность воды 1000 кг/м^3 , то давление горных пород p_r примерно в 2,3 раза больше гидростатического на той же глубине H залегания пласта.

Можно предполагать, что за многие миллионы лет существования осадочных пород внутреннее напряжение породы по всем направлениям стало одинаковым и равным горному. Исходя из этого, следует, что для расслоения пласта, т. е. для образования в пласте горизонтальной трещины, необходимо внутри пористого пространства создать давление P_r , превышающее горное на величину временного сопротивления горных

пород на разрыв, так как надо преодолеть силы сцепления частиц породы, т. е.

$$P_p = P_r + \sigma_z, \quad (5.2)$$

Однако фактические давления разрыва часто оказываются меньше горного, т. е. в ПЗС создаются области разгрузки, в которых внутреннее напряжение меньше горного p_r , определяемого соотношением (5.1). Это может быть обусловлено причинами чисто геологического характера, например, в процессе горообразования могло произойти не только сжатие пород, но и их растяжение. Но существует и другое объяснение локального уменьшения P_r – сама проводка ствола скважины нарушает распределение напряжений в примыкающих породах, и эти нарушения (уменьшения) тем больше, чем ближе порода к стенкам скважины. Локальное уменьшение внутреннего напряжения особенно сильно, если в разрезе имеются слои глин, обладающие свойствами пластичности, которые в процессе бурения набухают и часто выпучиваются в ствол скважины, вынуждая буровиков перебуривать ее.

В результате расщепление пласта, т. е. образование трещин, происходит при давлении меньшем, чем полное горное давление. Давление на забое скважины, при котором происходит гидравлический разрыв пласта (ГРП), называется давлением разрыва P_r . Оно не поддается надежному теоретическому определению, ибо связано с необходимостью знания некоторых параметров пласта, измерение которых недоступно. Существует также ряд других причин, затрудняющих аналитическое определение P_r .

Гидро разрыв пласта осуществляется следующим образом. Поскольку при ГРП в большинстве случаев (за исключением мелких скважин) возникают давления, превышающие допустимые для обсадных колонн, то предварительно в скважину спускают НКТ, способные выдержать это давление. Выше кровли пласта или пропластка, в котором намечается произвести разрыв, устанавливают пакер, изолирующий кольцевое пространство и колонну от давления, и устройство, предупреждающее его смещение и называемое якорем. По спущенным НКТ нагнетается сначала жидкость разрыва в таких объемах, чтобы получить на забое давление, достаточное для разрыва пласта. Момент разрыва на поверхности отмечается как резкое увеличение расхода жидкости (поглотительной способности скважины) при том же давлении на устье скважины или как резкое уменьшение давления на устье при том же расходе. Более объективным показателем, характеризующим момент ГРП, является коэффициент поглотительной способности

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{с}} - P_{\text{пл}}}, \quad (5.3)$$

где Q – расход нагнетаемой жидкости; $P_{\text{п}}$ – пластовое давление в районе данной скважины; $P_{\text{с}}$ – давление на забое скважины в процессе ГРП. При ГРП происходит резкое увеличение $k_{\text{п}}$. Однако вследствие трудностей, связанных с непрерывным контролем за величиной $P_{\text{с}}$, а также вследствие того, что распределение давлений в пласте – процесс существенно неустановившийся, о моменте ГРП судят по условному коэффициенту k .

$$k_{\text{п}} = \frac{Q}{P_{\text{у}}}, \quad (5.4)$$

где $P_{\text{у}}$ – давление на устье скважины. Резкое увеличение k в процессе закачки также интерпретируется как момент ГРП. Имеются приборы для снятия этой величины.

После разрыва пласта в скважину закачивают жидкость-песконоситель при давлениях, удерживающих образовавшиеся в пласте трещины в раскрытом состоянии. Это более вязкая жидкость, смешанная (180–350 кг песка на 1 м³ жидкости) с песком или другим наполнителем. В раскрытые трещины вводится песок на возможно большую глубину для предотвращения смыкания трещин при последующем снятии давления и переводе скважины в эксплуатацию. Жидкости-песконосители проталкивают в НКТ и в пласт продавочной жидкостью, в качестве которой используется любая маловязкая недефицитная жидкость.

Для проектирования процесса ГРП очень важно определить давление разрыва $P_{\text{р}}$, которое необходимо создать на забое скважины. Накоплен большой статистический материал по величине давления разрыва пласта $P_{\text{р}}$ по различным месторождениям мира и при различных глубинах скважин, который говорит об отсутствии четкой связи между глубиной залегания пласта и давлением разрыва. Однако все фактические значения $P_{\text{р}}$ лежат в пределах между величинами полного горного и гидростатического давлений. Причем при малых глубинах (менее 1000 м) $P_{\text{р}}$ ближе к горному давлению и при больших глубинах – к гидростатическому. На основании этих данных можно рекомендовать такие приближенные значения для давления разрыва:

для неглубоких скважин (до 1000 м)

$$P_{\text{п}} = (1,74 \div 2,57) \cdot P_{\text{ст}}$$

для глубоких скважин ($H > 1000$ м)

$$P_{\text{п}} = (1,32 \div 1,97) \cdot P_{\text{ст}}$$

где $P_{ст}$ – гидростатическое давление столба жидкости, высота которого равна глубине залегания пласта.

Сопротивление горных пород на разрыв обычно мало и лежит в пределах $\sigma_p = 1,5\text{--}3$ МПа, поэтому оно не влияет существенно на P_p . Давление разрыва на забое P_p и давление на устье скважины P_y связаны очевидным соотношением

$$P_p = P_y + P_{ст} - P_{тр}, \quad (5.5)$$

где $P_{тр}$ – потери давления на трение в НКТ. Из уравнения (5.5) следует

$$P_y = P_p + P_{тр} - P_{ст}, \quad (5.6)$$

$P_{ст}$ – статическое давление, определяется с учетом кривизны скважины

$$P_{ст} = \rho_{ж} \cdot g \cdot H \cdot \cos\beta, \quad (5.7)$$

где H – глубина скважины; β – угол кривизны (усредненный); $\rho_{ж}$ – плотность жидкости в скважине, причем если жидкость содержит наполнитель (песок, стеклянные шарики, порошок из полимеров и др.), то плотность подсчитывается как средневзвешенная

$$\rho = \rho_{ж} \cdot \left(1 - \frac{n}{\rho_n}\right) + n \quad (5.8)$$

где n – число килограммов наполнителя в 1 м^3 жидкости; ρ_n – плотность наполнителя (для песка $\rho_n = 2650 \text{ кг/м}^3$). Потери на трение определить труднее, так как применяемые жидкости иногда обладают неньютоновскими свойствами. Присутствие в жидкости наполнителя (песка) увеличивает потери на трение. В американской практике используются различные графики зависимости потерь давления на трение на каждые 100 фут НКТ разного диаметра при прокачке различных жидкостей с заданным объемным расходом.

При больших темпах закачки, соответствующих турбулентному течению, структурные свойства используемых жидкостей (с различными загустителями и химическими реагентами) обычно исчезают, и достаточно приближенно потери на трение для этих жидкостей можно определить по обычным формулам трубной гидравлики.

$$P_{тр} = \lambda \cdot \frac{H}{d} \cdot \frac{w^2}{2 \cdot g} \cdot \rho \cdot g \cdot \alpha, \quad (5.9)$$

где λ – коэффициент трения, определяемый по соответствующим формулам в зависимости от числа Рейнольдса; w – линейная скорость потока в НКТ; d – внутренний диаметр НКТ; ρ – плотность жидкости, см. (5.8); H – длина НКТ; $g = 9,81 \text{ м/с}^2$; α – поправочный коэффициент,

учитывающий наличие в жидкости наполнителя (для чистой жидкости $\alpha = 1$) и зависящий от его концентрации (рис. 5.3).

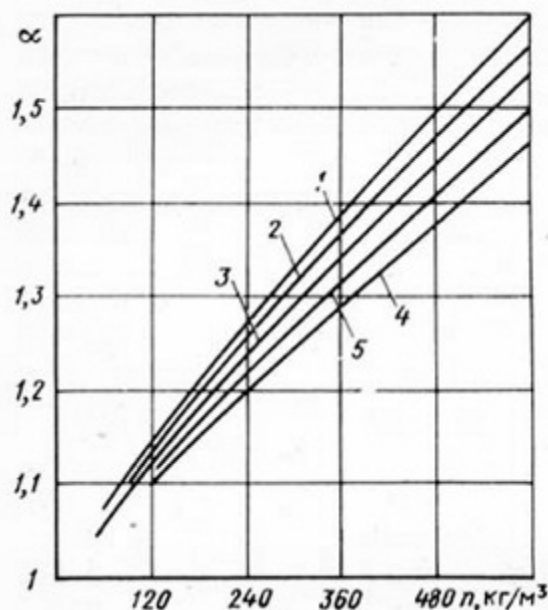


Рис. 5.3. График зависимости поправочного коэффициента для определения потерь давления на трение от концентрации песка для жидкостей разной плотности:

1 – $Q_{ж} = 800 \text{ кг/м}^3$; 2 – 850 кг/м^3 ; 3 – 900 кг/м^3 ; 4 – 950 кг/м^3 ; 5 – 1000 кг/м^3

Применяемые жидкости. Применяемые для ГРП жидкости приготавливаются либо на нефтяной, либо на водной основе. Сначала использовались вязкие жидкости на нефтяной основе для уменьшения поглощения жидкости пластом и улучшения песконесущих свойств этих жидкостей. С развитием и усовершенствованием технических средств для ГРП, увеличением подачи насосных агрегатов удается обеспечить необходимые расходы и песконесущую способность при маловязких жидкостях на водной основе. Переход на жидкости на водной основе привел к тому, что гидростатические давления за счет увеличения плотности этих жидкостей возросли, а потери на трение в НКТ уменьшились. Это в свою очередь уменьшило необходимые для ГРП давления на устье. По своему назначению жидкости разделяются на три категории: жидкость разрыва, жидкость-песконоситель и продавочная жидкость.

Жидкость разрыва должна хорошо проникать в пласт или в естественную трещину, но в то же время иметь высокую вязкость, так как в противном случае она будет рассеиваться в объеме пласта, не вызывая необходимого расклинивающего действия в образовавшейся трещине. В качестве жидкостей разрыва используют сырые дегазированные нефти с вязкостью до $0,3 \text{ Па}\cdot\text{с}$; нефти, загущенные мазутными остатками;

нефтекислотные эмульсии (гидрофобные); водонефтяные эмульсии (гидрофильные) и кислотно-керосиновые эмульсии.

Эмульсии приготавливаются путем механического перемешивания компонентов центробежными или шестеренчатыми насосами с введением необходимых химических реагентов. Как правило, жидкости на углеводородной основе применяют при ГРП в добывающих скважинах.

В нагнетательных скважинах в качестве жидкости разрыва используют чистую или загущенную воду. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда (ССБ), КМЦ (карбоксилметилцеллюлоза).

При использовании жидкости на водной основе необходимо учитывать ее взаимодействие с породой пласта, так как некоторые глинистые компоненты пластов чувствительны к воде и склонны к набуханию. В таких случаях в жидкости на водной основе вводят химические реагенты, стабилизирующие глины при смачивании. Обычно рецептура жидкостей составляется и исследуется в промышленных лабораториях и НИИ.

Жидкости-песконосители также изготавливают на нефтяной и водной основах. Для них важна пескоудерживающая способность и низкая фильтруемость. Это достигается как увеличением вязкости, так и приданием жидкости структурных свойств. В качестве жидкостей-песконосителей используются те же жидкости, что и для разрыва пласта. Для оценки фильтруемости используется стандартный прибор ВМ-6 для определения водоотдачи глинистых растворов.

При высокой фильтруемости перенос песка в трещине жидкостью ухудшается, так как довольно быстро скорость течения ее по трещине становится равной нулю, и развитие ГРП затухает в непосредственной близости от стенок скважины. Хорошей песконесущей способностью обладают эмульсии, особенно кислотно-керосиновые, обладающие высокой стойкостью, не разрушающиеся в жаркую погоду и выдерживающие длительную транспортировку с наполнителем. Известные трудности возникают при закачке песконосительной жидкости, так как из-за большой вязкости, наличия в ней наполнителя – песка и необходимости вести закачку на большой скорости возникают большие устьевые давления. Кроме того, насосные агрегаты хотя и делаются в износостойком исполнении, при работе на высоких давлениях быстро изнашиваются. Для снижения потерь давления на трение на 12–15 % разработаны химические добавки к растворам на мыльной основе, которые хотя несколько увеличивают вязкость, но уменьшают трение при движении жидкости по НКТ. Другим типом таких добавок являются тяжелые высокомолекулярные углеводородные полимеры. Заметим, что недоста-

точная песконесущая способность жидкости может быть всегда компенсирована увеличением ее расхода. В качестве жидкости-пескононосителя как в нагнетательных, так иногда и в добывающих скважинах используется чистая вода. Дешевизна воды, повсеместное ее наличие, присущие ей свойства хорошего растворителя при введении различных облагораживающих добавок привели к тому, что в настоящее время около 90 % операций ГРП осуществляются с использованием жидкостей на водной основе.

Продавочные жидкости закачивают в скважину только для того, чтобы довести жидкость-пескононоситель до забоя скважины. Таким образом, объем продавочной жидкости равен объему НКТ, через которые ведется закачка жидкости-пескононосителя. К расчетному объему НКТ прибавляется объем затрубного пространства между башмаком НКТ и верхними дырами фильтра. В качестве продавочной жидкости используется практически любая недорогая жидкость, имеющаяся в достаточном количестве, и чаще всего обычная вода.

Наполнитель служит для заполнения образовавшихся трещин и предупреждения их смыкания при снятии давления. Известны факты эффективного ГРП без применения наполнителя. Однако в этих случаях эффект менее продолжителен. Наполнитель при заполнении трещины воспринимает нагрузку от горного давления после снижения давления жидкости. В результате он частично разрушается, а частично вдавливается в породу стенок трещин. Поэтому он должен обладать высокой прочностью на смятие. В идеале наполнитель должен иметь плотность, равную плотности жидкости-пескононосителя. В этом случае перенос его по трещине и ее заполнение были бы наиболее успешными. Размеры зерен наполнителя должны обеспечить его проникновение в самые удаленные части трещины и высокую их проницаемость при последующей эксплуатации скважин. Для ГРП применяют песок размером от 0,5 до 1,2 мм. Обычно в первые порции жидкости-пескононосителя замешивается более мелкая фракция (0,5–0,8 мм), а в последующую часть расчетного объема – более крупные фракции.

В качестве наполнителя наиболее часто используется чистый кварцевый песок. Однако песок имеет очень большую плотность (2650 кг/м^3), которая сильно отличается от плотности жидкости, что способствует его оседанию из потока жидкости и затрудняет заполнение трещин. Кроме того, его плотность на смятие в ряде случаев бывает недостаточной. В связи с этим в мировой практике в последнее время находят применение в качестве наполнителя стеклянные шарики, а также зерна агломерированного боксита соответствующего размера и молотая скорлупа грецкого ореха. Плотность стеклянных шариков при-

мерно равна плотности кварца, т. е. 2650 кг/м^3 , но они прочнее и меньше вдавливаются в породу. Плотность порошка агломерированного боксита 1400 кг/м^3 . Производятся промышленные испытания наполнителя из особо прочных искусственных синтетических полимерных веществ, имеющих плотность, близкую к плотности жидкости (1100 кг/м^3) песконосителя.

В настоящее время современная техника и применяемые жидкости позволяют осуществлять успешную закачку при средней концентрации песка порядка 200 кг/м^3 жидкости. Однако применяются как большие, так и меньшие концентрации. Количество закачиваемого песка, расходуемого на одну операцию ГРП, по данным фирмы Халибартон, к настоящему времени доведено в среднем до $22,5 \text{ т}$, а количество закачанной жидкости в среднем (жидкость разрыва + жидкость-песконоситель) до $151,4 \text{ м}^3$.

5.8. Осуществление гидравлического разрыва

Осуществление ГРП рекомендуется в следующих скважинах.

1. Давших при опробовании слабый приток.
2. С высоким пластовым давлением, но с низкой проницаемостью коллектора.
3. С загрязненной призабойной зоной.
4. С заниженной продуктивностью.
5. С высоким газовым фактором (по сравнению с окружающими).
6. Нагнетательных с низкой приемистостью.
7. Нагнетательных для расширения интервала поглощения.

Не рекомендуется проводить ГРП в скважинах, технически неисправных и расположенных близко от контура водоносности или от газовой шапки. Очевидно, что эффективность ГРП зависит от размеров трещины. В зарубежной литературе приводится формула для оценки радиуса трещины

$$r_c = C \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (5.10)$$

Причем для коэффициента C рекомендованы такие значения: для скважин глубиной $H = 600 \text{ м}$ – $C = 0,025$; для скважин с глубиной $H = 3000 \text{ м}$ – $C = 0,0173$.

Используя линейную интерполяцию, можно получить для C следующее выражение:

$$C = 0,0269 - 3,21 \cdot 10^{-6} \cdot H, \quad (5.11)$$

Подставляя (5.11) в (5.10), получим

$$r_c = (0,0269 - 3,21 \cdot 10^{-6} \cdot H) \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (5.12)$$

где Q – подача насосных агрегатов при ГРП, л/мин; μ – динамическая вязкость жидкости разрыва, мПа·с; t – продолжительность закачки жидкости, мин; k – проницаемость пласта; H – глубина залегания пласта, м. Формула (5.12), переведенная в СИ, имеет вид

$$r_c = (0,0134 - 1,6 \cdot 10^6 \cdot H) \cdot \left[Q \cdot \sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right], \quad (5.13)$$

где Q – л/с; μ – Па·с; t – с; k – м²; H – м; r_c – м.

Определение ширины трещины затруднительно, хотя и имеются формулы для ее вычисления. У стенки скважины ширина трещины наибольшая и к концу убывает до нуля. При закачке в пласт маловязкой жидкости, легко проникающей в горизонтальный проницаемый прослой, возникает, как правило, горизонтальная трещина, в которой давление превышает локальное горное. В результате происходит упругое расщепление пласта по наиболее слабым плоскостям. При закачке нефльтрующей жидкости образуются вертикальные трещины, так как вследствие отсутствия фильтрации в пласт явление разрыва становится подобным разрыву длинной трубы с бесконечно толстыми стенками. При наличии в пласте естественных трещин разрыв будет происходить по их плоскостям независимо от фильтруемости жидкости.

Предугадать эти явления, конечно, трудно. В специальной литературе приводится формула для определения ширины и объема вертикальной трещины

$$w = \frac{8 \cdot (1 - \nu)^2}{E} \Delta P \cdot L, \quad (5.14)$$

где w – ширина вертикальной трещины у стенки скважины; ν – коэффициент Пуассона (примерно 0,1 – 0,2); ΔP – превышение давления на забое скважины над локальным горным; E – модуль Юнга для горной породы [примерно $(1 - 2) \cdot 10^2$ МПа]; L – длина трещины.

Полагая, что вертикальная трещина имеет форму клина с основанием w высотой L и длиной h , равной толщине пласта, получим ее объем

$$V_T = \frac{w \cdot h \cdot L}{2} \cdot \frac{4 \cdot (1 - \nu)^2}{E} \Delta P \cdot h \cdot L^2, \quad (5.15)$$

Имеется ряд других формул для вертикальных и горизонтальных трещин (Ю.П. Желтов и С.А. Христианович). Однако они достаточно сложны для использования.

Таблица 5.2

Оценка размеров горизонтальных трещин

Площади трещины, м ²	Эквивалентный радиус, м	Объем трещины, м ³ , при ширине			
		2 см	1 см	0,5 см	0,25 см
20	2,523	0,4	0,2	0,1	0,05
40	3,570	0,8	0,4	0,2	0,1
80	5,046	1,6	0,8	0,4	0,2
160	7,136	3,2	1,6	0,8	0,4
320	10,092	6,4	3,2	1,6	0,8
640	14,273	12,8	6,4	3,2	1,6

По различным оценкам ширина трещин может достигать нескольких сантиметров. Имеются факты закачки в трещины при ГРП шариков диаметром более 1 см, которые заклинивались в трещинах и не извлекались при последующей эксплуатации скважины. Количество закачиваемого песка при обычном однократном разрыве составляет 2–6 т. Известны успешные операции ГРП, при которых количество закачанного песка достигало нескольких десятков тонн. Все это подтверждает, что раскрытие трещин и их протяженность получают достаточно большими. Объем трещины V_t можно определить как произведение ее площади на среднюю толщину. Приравнивая площадь трещины f равносильному кругу, найдем приближенно ее объем

$$V_t = f \cdot w = \pi \cdot r_t^2 \cdot w, \quad (5.16)$$

Оценка размеров горизонтальной трещины и ее объема по (5.16) показывает следующие результаты (табл. 5.2). Скорость движения жидкости-песконосителя с увеличением радиуса трещины также уменьшается.

Следует, однако, иметь в виду, что не вся жидкость, закачиваемая агрегатами, движется по трещине. Часть отфильтровывается через стенки трещины в пласт, что снижает скорость движения жидкости по трещине, затрудняя или вовсе прекращая перенос песка по трещине. Поэтому важно для достижения положительных результатов ГРП применять песконосительную жидкость с низкой фильтруемостью и закачивать ее с большой скоростью.

Для оценки гидродинамической эффективности ГРП необходимо знать уравнение радиального притока жидкости к скважине, имеющей в призабойной зоне трещину. Эта задача в строгой постановке сложна. Достаточно точные результаты в свое время были получены автором

методом электролитического моделирования для различных случаев расположения горизонтальных и вертикальных трещин, их размера и их проницаемости.

Обработка результатов электромоделирования позволила получить следующую формулу для оценки гидродинамической эффективности ГРП в скважине с открытым забоем:

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_0} = 1 + N_b \cdot \left(\frac{r_T}{r_c} \right)^{n(b)}, \quad (5.17)$$

где φ – кратность увеличения дебита после ГРП; Q_T – дебит скважины после ГРП; Q_0 – дебит до ГРП при прочих равных условиях; N_b – коэффициент, зависящий от величины $b = h/2r_c$; h – толщина пласта; r_T – радиус трещины; r_c – радиус скважины; $n(b)$ – коэффициент, также зависящий от b (табл. 5.3).

Для промежуточных значений b соответствующие величины n и N находятся интерполяцией. Имеются приближенные формулы для оценки гидродинамической эффективности ГРП. Например, можно предположить, что вся притекающая к скважине жидкость на расстоянии $r = r_T$ попадает в трещину и далее без сопротивления движется по ней до стенки скважины. Это соответствует радиальному притоку жидкости к скважине с радиусом, равным радиусу трещины r_T . В таком случае можно записать

$$Q_T = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (5.18)$$

Деля (5.18) на дебит Q_0 несовершенной скважины, имеющей приведенный радиус $r_{пр}$, получим

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_0} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_{пр}}}{\ln \frac{R_k}{r_T}}, \quad (5.19)$$

Числовые оценки показывают, что при $R_k = 200$ м; $r_{пр} = r_c = 0,1$ м; $r_T = 20$ м $\varphi = 3,3$; при $R_k = 400$ м; $r_{пр} = r_c = 0,1$ м; $r_T = 10$ м $\varphi = 2,25$.

Таблица 5.3.

Значения коэффициентов $N(b)$ и $n(b)$

b	n (b)	N (b)
17,0	0,44	0,15
22,72	0,55	0,106
28,41	0,61	0,064
38,65	0,70	0,041
89,80	0,93	0,0108

Таким образом, дебит в лучшем случае увеличивается в 2–3 раза. При другой схематизации течения жидкости к скважине предполагается что от контура питания R_k до радиуса $r = r_T$ жидкость движется по пласту, имеющему гидропроводность $\varepsilon_1 = \frac{k_1 \cdot h_1}{\mu}$, а от радиуса $r = r_T$ до стенки скважины $r = r_c$ по трещине с гидропроводностью $\varepsilon_2 = \frac{k_2 \cdot w}{\mu}$.

Здесь k_2 – проницаемость трещины и w – ширина трещины (раскрытость). При такой схематизации приток может быть выражен через сумму фильтрационных сопротивлений этих двух областей, а именно:

$$Q_T = \frac{P_k - P_c}{\frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_T} + \frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k_2 \cdot h_2} \cdot \ln \frac{r_T}{r_c}}, \quad (5.20)$$

Деля (5.20) на дебит несовершенной скважины, имеющей приведенный радиус $r_{пр}$, т. е. на

$$Q_o = \frac{P_k - P_c}{\frac{\mu}{2 \cdot \pi \cdot k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}$$

получим после некоторых сокращений

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{\frac{1}{k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}{\frac{1}{k_1 \cdot h_1} \cdot \ln \frac{R_k}{r_T} + \frac{1}{k_2 \cdot w} \cdot \ln \frac{r_T}{r_c}}, \quad (5.21)$$

Деля числитель и знаменатель на $1/k_1 h_1$, получим

$$\varphi = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{\ln \frac{R_k}{r_{пр}}}{\ln \frac{R_k}{r_T} + \frac{k_1 \cdot h_1}{k_2 \cdot w} \cdot \ln \frac{r_T}{r_c}}, \quad (5.22)$$

При $r_{пр} = r_c$, т. е. при гидродинамически совершенной скважине, оценки значений по формуле (5.22) будут еще меньше, чем в предыдущем случае [формула (5.19)]. Практически значения φ часто бывают намного больше. Это может быть объяснено плохим гидродинамическим совершенством скважины до ГРП (малым значением $r_{пр}$), вызванным различными причинами, как, например, отложением парафина или глинистого раствора в ПЗС, малой плотностью перфораций или отло-

жениями солей. Создание хорошего филь-трационного канала в виде трещины может существенно снизить фильтрационное сопротивление в ПЗС.

Выше была рассмотрена гидродинамическая эффективность ГРП в монолитном однородном пласте. Если пласт сложен из нескольких самостоятельных пропластков, эффективность ГРП в таком пласте будет значительно меньше, так как образование трещины (хотя и большой) в одном пропластке может существенно изменить приток жидкости только из этого пропластка, но не суммарный приток из всех пропластков. Приток жидкости из нескольких пропластков можно записать как сумму

$$Q_o = q_1 + q_2 + \dots + q_n = \sum_1^n q_i, \quad (5.23)$$

Если в результате ГРП в одном (скажем, в первом) пропластке произошло увеличение дебита в 4 раза, ($\varphi = 4$) то новый дебит скважины будет равен

$$Q_T = q_1 \cdot \varphi + q_2 + q_3 + \dots + q_n = q_1 \cdot \varphi + \sum_2^n q_i, \quad (5.24)$$

В таком случае кратность увеличения дебита скважины после гидроразрыва слоистого пласта составит

$$\varphi_i = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{q_1 \cdot \varphi + \sum_2^n q_i}{\sum_1^n q_i}, \quad (5.25)$$

Прибавляя и отнимая в числителе q_1 получим после упрощений и деления

$$\varphi_i = \frac{Q_T}{Q_o} = \frac{q_1 \cdot (\varphi - 1)}{\sum_1^n q_i} + 1. \quad (5.26)$$

Поскольку приток из одного пропластка q_1 мал по сравнению с притоком всех пропластков $\sum q_i$ то общее увеличение дебита такой слоистой системы φ_i будет также мало. В таком случае надлежащий эффект в многослойном пласте или в пласте со слоистой неоднородностью по разрезу может быть достигнут двумя методами:

1. Либо созданием одной вертикальной трещины, рассекающей все прослой, за одну операцию ГРП.
2. Либо созданием горизонтальных трещин в каждом пропластке при поинтервальном или многократном ГРП.

К сожалению, управлять процессом образования трещин практически невозможно. Имеются основания полагать (вытекающие из теоретических предпосылок), что вероятность образования вертикальной трещины больше при закачке нефилтующейся жидкости разрыва.

Множественный разрыв – это осуществление нескольких разрывов в пласте за одну операцию. В этом случае после регистрации разрыва какого-то прослоя и введения в него нужного количества наполнителя в нагнетаемый поток жидкости вводятся упругие пластмассовые шарики, плотность которых примерно равна плотности жидкости. Поток жидкости шарики увлекаются и закрывают те перфорационные отверстия, через которые расход жидкости наибольший. Диаметр этих шариков примерно 12–18 мм, так что один шарик может перекрывать одно перфорационное отверстие. Этим достигается уменьшение или даже прекращение потока жидкости в образовавшуюся трещину. Давление на забое возрастает и это вызывает образование новой трещины в другом прослое, что регистрируется на поверхности изменением коэффициентов поглотительной способности скважины. После этого в поток снова вводятся шарики без снижения давления через специальное лубрикаторное устройство, устанавливаемое на устье скважины для закупорки второй образовавшейся трещины. Разработаны и иные технологические приемы множественного ГРП с использованием закупоривающих шаров, а также с помощью временно закупоривающих мелкодисперсных веществ (нафталин), которые растворяются в нефти при последующей эксплуатации скважины. При последующем дренировании скважины закачаные шарики вымываются на поверхность и открывают все образовавшиеся трещины.

Поинтервальный разрыв – это ГРП в каждом прослое, при котором намеченный для ГРП интервал изолируется сверху и снизу двумя пакерами и, таким образом, подвергается обработке только намеченный интервал. После окончания операции ГРП пакеры освобождаются и устанавливаются в пределах второго интервала, который обрабатывается как самостоятельный.

Поинтервальный разрыв возможен в случаях, когда общим фильтром разрабатываются несколько пластов или пропластков, изолированных друг от друга слоями непроницаемых пород, имеющих толщину несколько десятков метров, с хорошим перекрытием – цементным камнем колонного пространства. Это необходимо для размещения пакеров и якорей выше и ниже намеченного для ГРП интервала, а также для предотвращения ухода жидкости в пласты, не предназначенные для обработки во время данной операции.

Для определения места образовавшейся трещины используют активированный радиоактивными изотопами песок, который в небольшом объеме вводят в последние порции закачиваемого наполнителя. Сравнивая результаты гамма-каротажа, снятого до и после ГРП, определяют глубину с повышенной по сравнению с естественным фоном интенсивностью гамма-излучения. Для той же цели используют специальные шарики из синтетического материала диаметром 3–5 мм, активированные также радиоактивными изотопами. Перед завершением закачки наполнителя в него вводят через лубрикатор 7–10 шт. таких шариков, местоположение которых определяют также с помощью гамма-каротажа.

Второй метод определения местоположения трещины заключается в сравнении результатов скважинных измерений дебитомерами в добывающей скважине или интенсивности поглощения вдоль перфорированного интервала в нагнетательной скважине, снятых до и после ГРП.

5.9. Техника для гидроразрыва пласта

Гидроразрыв пласта всегда предпочтительно делать через обсадную колонну, если ее состояние, герметичность и прочность позволяют создать на забое скважины необходимые давления (P_p).

Потери давления на трение при закачке жидкостей через обсадную колонну малы по сравнению с потерями при закачке через НКТ, поэтому при данном давлении на устье скважины можно получить более высокое давление на забое.

Для защиты обсадных колонн от высокого давления в скважину опускают НКТ с пакером и якорем на нижнем конце, которые устанавливаются выше кровли пласта, намеченного для ГРП (рис. 5.4). Для того чтобы пакер загерметизировал кольцевое пространство, его эластичный элемент (обычно специальная резина) надо сжать за счет веса труб. Для сжатия пакера необходимо создать опору. Такой опорой могут быть те же НКТ, башмак которых ставится на забой, либо особый подвижный элемент самого пакера с плашками, которые, освобождаясь при повороте НКТ, скользят по специальному конусу пакера, раздвигаются и вдавливаются во внутреннюю поверхность обсадной колонны. В связи с этим все пакеры разделяются на пакеры с опорой на забой (пакеры ПМ6"; ГШ8"; ОПМ6"; ОПМ8") и пакеры без опоры на забой (плашечные пакеры ПШ6", ПШ8", ПШ5"-500, ПШ6"-500, ПС5"-500, ПС6"-500, ПГ5"-500, ПГ6"-500). Пакеры допускают перепад давления (при правильной посадке) 30–50 МПа над ним и под ним и имеют проходное сечение от 47 до 68 мм в зависимости от типа и размера обсадной колонны.

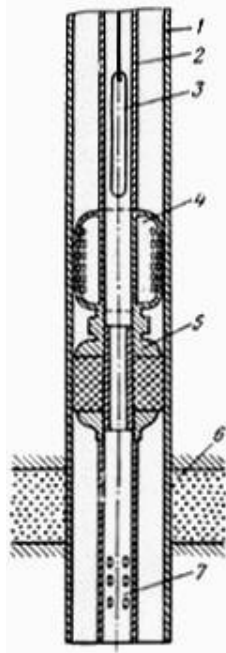


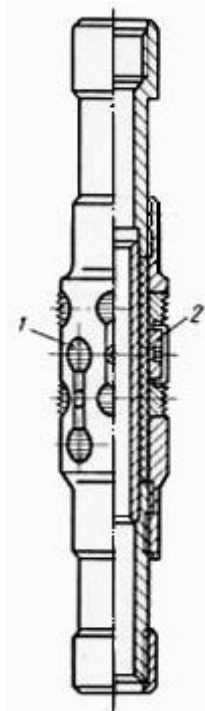
Рис. 5.4. Схема оборудования забоя скважины для ГРП:
 1 – обсадная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;
 3 – скважинные манометры; 4 – якорь; 5 – пакер; 6 – продуктивный пласт;
 7 – хвостовик для опоры на забой

При создании под пакером давления P_p на него действует очень большая страгивающая сила

$$P = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) \cdot (P_p - P_r), \quad (5.27)$$

где D – внутренний диаметр колонны, d – диаметр проходного сечения пакера; P_p – ожидаемое давление под пакером; P_r – гидростатическое давление столба жидкости над пакером в кольцевом пространстве.

Это страгивающее усилие может сместить пакер и вызвать продольный изгиб НКТ. Вес части НКТ ниже пакера будет частично уравновешивать страгивающую силу P . Для разгрузки НКТ от продольных сжимающих усилий и удержания пакера на месте выше пакера устанавливают гидравлические якоря. Якорь (рис. 5.5) имеет в теле корпуса 8–16 плашек с насечками, которые могут перемещаться в горизонтальном направлении. Плашки удерживаются от выпадения пластинчатыми пружинками. При создании в якоря избыточного (по отношению к внешнему) давления плашки раздвигаются резиновым цилиндром, имеющимся в корпусе якоря, и вдавливаются в обсадную колонну. Чем больше внутреннее (в НКТ) давление, тем сильнее плашки прижимаются к обсадной колонне, предотвращая смещение пакера. Якоря рассчитаны на те же условия работы, что и пакеры, т. е. на перепады давлений 30–50 МПа.



*Рис. 5.5. Якорь плашечный гидравлический для ГРП:
1 – плашки с насечками; 2 – резиновый цилиндр*

Максимальные сдвигающие усилия, воспринимаемые якорем (в зависимости от типоразмера) достигают 1250 кН. Длина якорей около 2 м, масса 80–140 кг, проходной диаметр 36–72 мм.

Для осуществления ГРП применяются специальные насосные агрегаты (рис. 5.6) в износостойком исполнении, смонтированные на шасси трехосных тяжелых грузовых машин КрАЗ-257 грузоподъемностью 10–12 т. В качестве привода к силовому насосу используется дизельный двигатель мощностью 588 кВт. Двигатель установлен на платформе и через коробку скоростей связан с приводным валом силового насоса (см. табл. 4.1). Для приготовления жидкости-песконосителя служат пескосмесительные агрегаты, иногда со сложными автоматическими дозирующими жидкость и песок устройствами. Обычный пескосмесительный агрегат ЗПА (рис. 5.7) представляет собой смонтированный на шасси тяжелого грузовика КрАЗ-257 бункер 5 с коническим дном. Бункер перегороден продольной перегородкой для перевозки мелкого и крупного песка. Под дном бункера имеется два горизонтальных шнековых вала, приводимых во вращение тяговым двигателем через коробку отбора мощности.

Скорость вращения шнека можно изменять как путем переключения скоростей коробки передачи, так и изменением числа оборотов двигателя автомобиля.

Техническая характеристика пескосмесительного агрегата ЗПА

Производительность агрегата (по песку), т/ч	2 – 40
Емкость бункера, м ³	5
Песковый насос	4ПС-9
Подача, м ³ /ч	60; 130 и 200
Напор, м	30; 27,5 и 22
Частота вращения вала, мин ⁻¹	1460
Потребляемая мощность, кВт	28
Диаметр напорного и приемного патрубков, мм	100
Привод насоса	двигатель ГАЗ-51
Размеры агрегата ЗПА, м:	
длина	8,9
ширина	2,9
высота	3,55
Масса заправленного агрегата, т	24

Общая емкость бункера – 10 т песка. Горизонтальные шнеки подают песок из одного или другого отсека к наклонному шнеку 4 для подачи песка в смесительную камеру 3, расположенную позади кабины автомашины. Одновременно по трубопроводам в смесительную камеру подается жидкость-песко-носитель из автоцистерн. Смесительная камера емкостью 0,5 м³ имеет три четырехлопастные мешалки с приводом от бензинового двигателя 2 (ГАЗ-51 мощностью 50 кВт), установленного также позади кабины.

Приготовленная песчано-жидкостная смесь центробежным песковым насосом 4ПС9 с приводом от бензинового двигателя (ГАЗ-51) 2 подается на прием главного насосного агрегата высокого давления. Песковой насос 4ПС9 развивает напор до 30 м при 1460 оборотах в минуту и имеет подачу при этом напоре 16,6 л/с (60 м³/ч).

Песковый насос и двигатель ГАЗ-51 расположены между кабиной водителя и бункером. Кроме пескосмесительного агрегата ЗПА имеются и другие агрегаты. В зарубежной практике получили распространение мощные агрегаты, служащие только для перевозки наполнителя и подачи его с помощью шнековых винтов ко второму специальному агрегату – смесителю, снабженному шнековыми винтами, насосом, подающим жидкость-песконоситель в смесительную камеру, и различными дополнительными механизмами, автоматизирующими дозировку жидкости и наполнителя в зависимости от установленной нормы (концентрации) и темпов закачки песконосителя в скважину. Бункерный агрегат и смесительная машина монтируются на шасси тяжелых грузовиков.

Автоцистерны. Для перевозки жидкостей, необходимых для ГРП, применяют автоцистерны различных конструкций. Автоцистерна ЦР-20 смонтирована на автоприцепе 4МЗАП-552, транспортируемом седельным тягачом КраЗ-258.

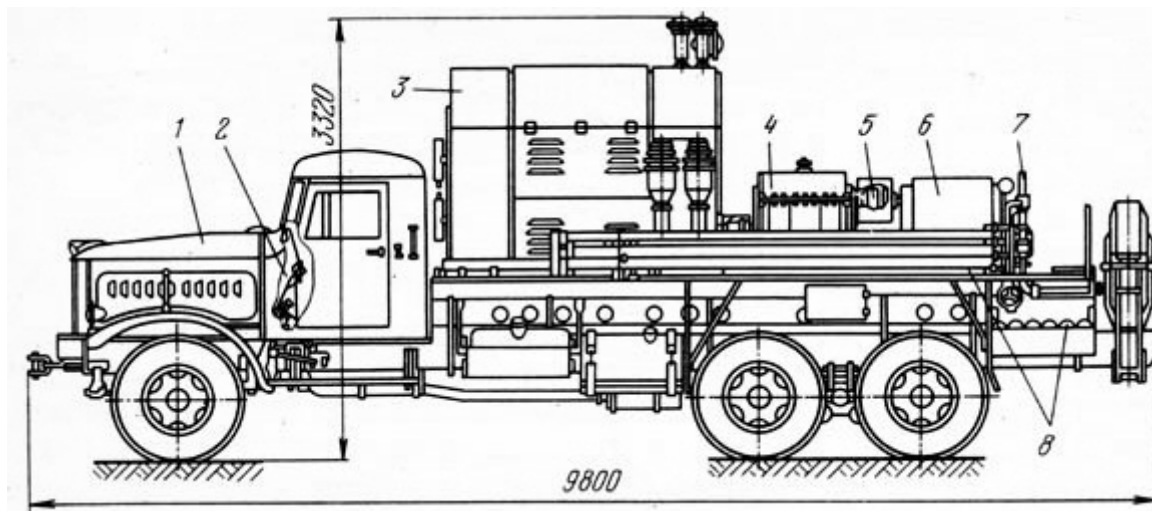


Рис. 5.6. Насосный агрегат для ГРП 4АН-700:

1 – автомобиль КраЗ-257; 2 – кабина управления; 3 – силовой агрегат; 4 – коробка скоростей; 5 – муфта сцепления; 6 – насосный агрегат; 7 – выкидной манифольд; 8 – соединительные трубы высокого давления

На шасси прицепа кроме автоцистерны смонтированы вспомогательный двигатель ГАЗ-51, центробежный насос 8К-18 и трехплунжерный насос 1В. Насосы приводятся в действие через коробку скоростей и (редукторы от двигателя ГАЗ-51. Цистерна имеет емкость 17 м^3 поплавковый указатель уровня и змеевик для подогрева жидкости от передвижной паровой установки (ПНУ) при работе в зимнее время. Трехплунжерный насос 1В, снабженный воздушным компенсатором, имеет подачу 13 л/с и наибольшее давление $1,5 \text{ МПа}$ при 140 ходах в минуту. Обвязка насоса позволяет переключать его на заполнение цистерны, отбор жидкости из цистерны и перекачку жидкости потребителю из любой другой емкости. Время заполнения цистерны 22 мин. Центробежный насос 8К-18 имеет подачу $60\text{--}100 \text{ л/с}$ (по воде), напор до 20 м и предназначен для подачи жидкости на пескосмесительный агрегат. Промышленностью выпускаются и другие автоцистерны. Для ГРП используются и другие вспомогательные агрегаты на автомобильном ходу. Например, агрегат для транспортировки блока манифольда ИВМ-700 высокого давления (70 МПа) с подъемной стрелой для погрузки и разгрузки тяжелых деталей манифольда. Манифольдный блок предназначен для обвязки выходных линий нескольких насосных агрегатов высо-

кого давления и присоединения их к арматуре устья скважины. Манifoldный блок транспортируется на специально приспособленной платформе автомобиля ЗИЛ-131 или ЗИЛ-157К. В комплект входят:

1. Напорный коллектор из кованой стальной коробки с шестью отводами для присоединения шести насосных агрегатов, рассчитанный на давление 70 МПа. Коллектор имеет центральную трубу с датчиками давления, плотномера и расходомера, с дистанционной регистрацией показаний на станции контроля и управления процессом ГРП. На коллекторе также предусмотрено шесть пробковых кранов и шесть предохранительных клапанов. Напорный коллектор присоединяется к устью скважины с помощью двух линий высокого давления.

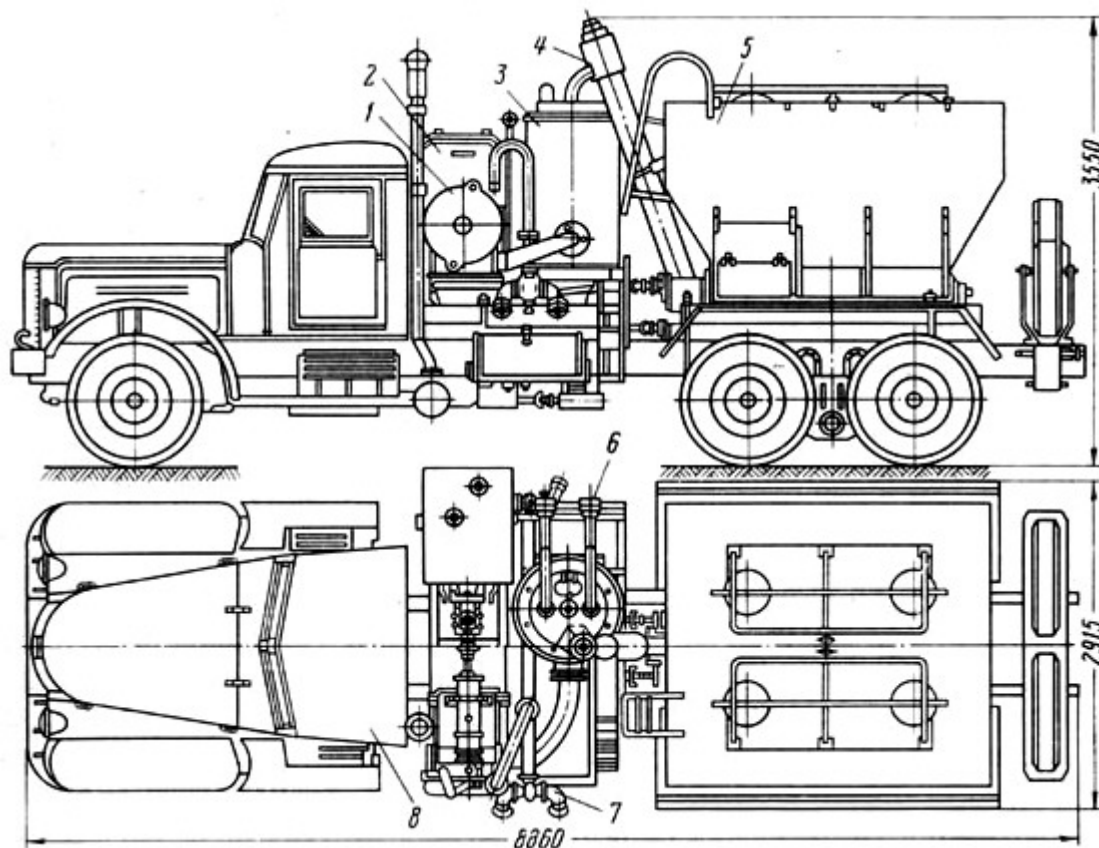


Рис. 5.7. Пескосмесительный агрегат ЗПА:

1 – центробежный насос 4ПС; 2 – силовой блок двигателя ГАЗ-51; 3 – смешительное устройство; 4 – наклонный шнек; 5 – бункер для песка; 6 – приемный трубопровод; 7 – раздаточный трубопровод; 8 – автомобиль КраЗ-257

2. Распределительный коллектор, рассчитанный на давление 2,5 МПа, служит для распределения рабочих жидкостей между насосными агрегатами. Он имеет большое проходное сечение (100 мм), предусматривает возможность подключения десяти присоединительных линий и снабжен предохранительным клапаном на 2,5 МПа.

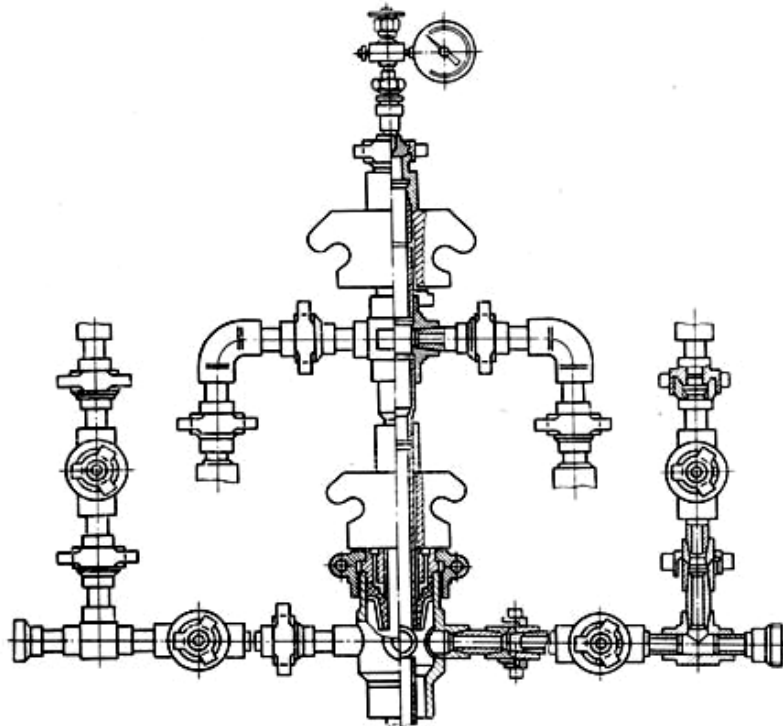


Рис. 5.8. Арматура устья скважины 2АУ-700 для гидравлического разрыва пласта

3. Комплект вспомогательных трубопроводов, состоящий из 23 труб высокого давления с условным диаметром 50 мм и комплект быстросъемных шарнирных соединений, также рассчитанных на высокое давление.

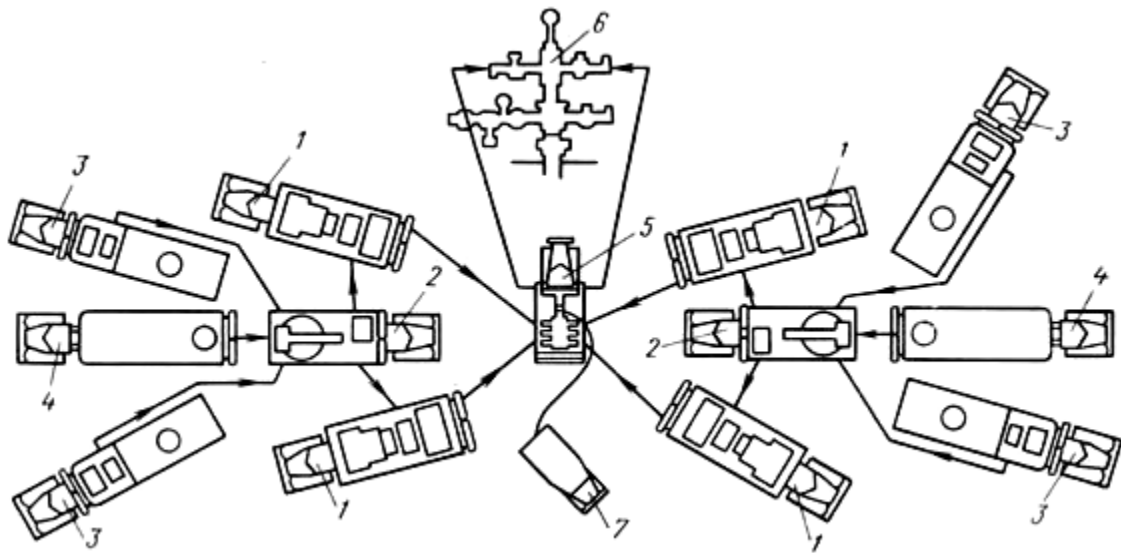


Рис. 5.9. Схема расположения оборудования при ГРП:
 1 – насосные агрегаты 4АН-700; 2 – пескосмесительные агрегаты ЗПА;
 3 – автоцистерны ЦР-20 с технологическими жидкостями; 4 – песковозы;
 5 – блок манифольдов высокого давления; 6 – арматура устья 2АУ-700; 7 – станция контроля и управления процессом (расходомеры, манометры, радиосвязь)

4. Крановая арматура, резиновые шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструмент для сборки, крепления, опрессовки и разборки соединительных манифольдов.

5. Арматура устья скважины (1АУ-700 или 2АУ-700), герметизирующая затрубное пространство и НКТ. Арматура 2АУ-700 (рис. 5.8) отличается от арматуры 1АУ-700 возможностью подключения ее к НКТ диаметром 73 и 89 мм, а также наличием гибких соединений двух боковых отводов. Верхняя трубная головка кроме двух отводов имеет в верхней части манометр с масляным разделителем. Нижняя устьевая головка, рассчитанная на давление 32,0 МПа, имеет две подсоединительные линии с кранами, тройниками и быстросъемными соединениями для сообщения с кольцевым пространством скважины. Общая масса устьевой арматуры 2АУ-700 – 500 кг.

Для дистанционного контроля за процессом служит специальная станция контроля и управления на автомобиле, укомплектованная необходимой контрольно-измерительной и регистрирующей дистанционной аппаратурой, а также усилителями и громкоговорителями для звуковой и телефонной связи с отдельными агрегатами и исполнителями. Для соблюдения техники безопасности все агрегаты располагаются радиаторами от скважины (рис. 5.9), чтобы можно было беспрепятственно отъехать от нее при аварийной или пожарной опасности. Это особенно важно при использовании жидкостей на нефтяной основе.

5.10. Тепловая обработка призабойной зоны скважины

Тепловая обработка призабойной зоны скважины (ПЗС) целесообразна при добыче тяжелых вязких нефтей или нефтей с высоким содержанием парафина и асфальтосмолистых компонентов (более 5–6 %). Поскольку тепловая обработка ПЗС, как правило, осуществляется периодически, то скважины должны быть сравнительно неглубокими (до 1300 м), чтобы после извлечения из скважины нагревательного оборудования можно было начать откачку жидкости при достаточно высокой температуре на забое.

Отложение парафина и асфальтосмолистых веществ происходит в ПЗС на расстояниях до 2,5 м от стенок скважины, т. е. в зоне наиболее резкого изменения давления. Это приводит к сильному увеличению фильтрационных сопротивлений и снижению дебитов скважин.

Призабойную зону скважины прогревают двумя способами:

закачкой в пласт на некоторую глубину теплоносителя – насыщенного или перегретого пара, растворителя, горячей воды или нефти;

спуском на забой скважины нагревательного устройства – электропечи или специальной погружной газовой горелки.

Второй способ проще и дешевле. Кроме того, электропрогрев ПЗС не сопровождается внесением в пласт теплоносителя – воды или пара, конденсата, которые могут взаимодействовать с глинистыми компонентами пласта. Однако электропрогревом, вследствие малой теплопроводности горных пород, не удастся прогреть более или менее значительную зону, и радиус изотермы с избыточной температурой 40 °С, как показывают расчеты и исследования, едва достигает 1 м.

При закачке теплоносителя радиус зоны прогрева легко доводится до 10–20 м, но для этого требуются стационарные котельные установки – парогенераторы. При периодическом электропрогреве ПЗС в скважину на специальном кабеле-тросе спускают на нужную глубину электронагреватель мощностью несколько десятков кВт. Повышение мощности приводит к повышению температуры в зоне расположения нагревателя до 180–200 °С, вызывающее образование из нефти кокса.

Для периодического прогрева ПЗС создана самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 на базе автомашины повышенной проходимости ЗИЛ-157Е. На машине смонтированы каротажная лебедка с барабаном и приводом от двигателя автомобиля. На барабан наматывается кабель-канат КТНГ-10 длиной 1200 м с наружным диаметром 18 мм. Кабель-канат имеет три основные токопроводящие жилы сечением по 4 мм² и три сигнальные жилы сечением по 0,56 мм². Скрутка жил обматывается прорезиненной лакотканью и грузонесущей оплеткой, рассчитанной на разрывное усилие кабеля в 100 кН.

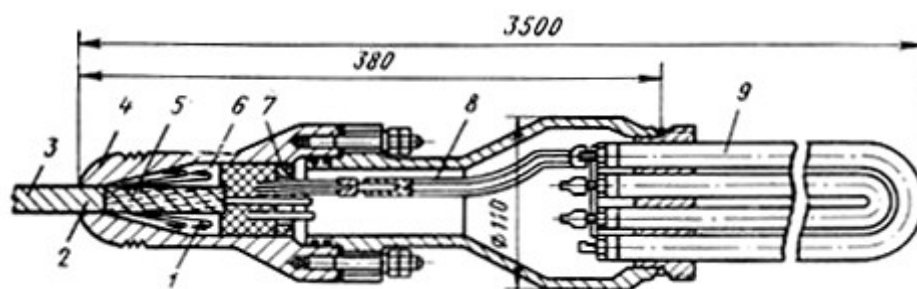


Рис. 5.10. Скважинный электронагреватель:

1 – крепление кабеля; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель-трос; 4 – головка нагревателя; 5 – асбестовая оплетка; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательные трубки.

Вес 1 м кабеля 8 Н. На одноосном прицепе смонтированы автотрансформатор и станция управления от установки для центробежных электронасосов, применяемых при откачке нефти из скважин.

В комплект установки СУЭПС-1200 входят три прицепа для обслуживания трех скважин, а также вспомогательное оборудование, состоящее из устьевого ручного подъемника, треноги блока-баланса, устьевых зажимов кабеля и другого оборудования. Нагревательный элемент имеет три U-образные трубки из красной меди диаметром 11 мм, заполненные плавленной окисью магния. В трубках расположена спираль из нихромовой проволоки (рис. 5.10). Сверху нагревательные трубки закрыты металлическим кожухом для защиты от механических повреждений. Нагреватель имеет наружный диаметр 112 мм и длину 2,1 м при мощности 10,5 кВт и длину 3,7 м при мощности 21 кВт. В верхней части электронагревателя монтируется термопара, подключаемая к сигнальным жилам кабеля, с помощью которой регистрируется на поверхности забойная температура и весь процесс прогрева. На устье скважины кабель-канат подключается к станции управления и автотрансформатору, который подсоединяется к промышленной низковольтной (380 В) сети.

Практика использования электропрогрева ПЗС показала, что температура на забое стабилизируется через 4–5 сут непрерывного прогрева. В некоторых случаях стабилизация наступает через 2,5 сут. (рис. 5.11).

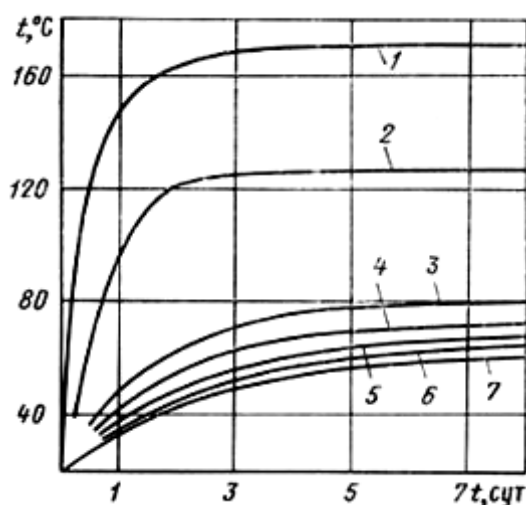


Рис. 5.11. Изменение температуры на забоях скважины во времени при электропрогреве:

1 – 21 кВт; 2 – 10,5 кВт; 3, 4 – 21 кВт; 5, 6, 7 – 10,5 кВт.

Кривые 1, 2 – для скважин Арланского месторождения, остальные – для Ишимбайского

Измерения температуры по стволу скважины показали, что нагретая зона распространяется примерно на 20–50 м вверх и на 10–20 м вниз от места установки электронагревателя. Это объясняется конвективным

переносом теплоты в результате слабой циркуляции жидкости в колонне над нагревателем. По данным промысловых электропрогревов ПЗС в Узбекнефти после 5–7-суточного прогрева нагревателем мощностью 10,5 кВт и последующего его отключения температура на забое падает со скоростью примерно 3–5 °С/ч. Поэтому пускать скважину в работу после электропрогрева необходимо без промедления.

Эффект прогрева держится примерно 3–4 мес. Повторные прогревы, как правило, показывают снижение эффективности.

По результатам 814 электропрогревов в Узбекнефти эффективных было 66,4 %, при этом получено 70,3 т дополнительно добытой нефти на одну успешную обработку. По результатам 558 электропрогревов в Башкирии эффективных было 64,7 %, при этом на каждую эффективную обработку получено 336 т дополнительной нефти.

В Сахалинефти по данным 670 операций средняя эффективность составила 63 т дополнительной нефти на 1 обработку.

Тепловая обработка ПЗС с циклической закачкой пара, как правило, показывает большую эффективность, чем электропрогрев, но только при малых глубинах. При закачке пара количество тепловой энергии, введенной в пласт, зависит от глубины забоя, так как от устья до забоя происходят тепловые потери. По данным промысловых работ закачка пара с расходом 1 т/ч при глубине 800 м вообще оказывается неэффективной, так как на забой поступает практически холодный конденсат. Чем выше скорость закачки, тем меньше тепловые потери в НКТ. Теоретические и опытные оценки показывают, что лишь при темпах закачки 4–5 т/ч удастся уменьшить тепловые потери в НКТ до 20 % от общего количества теплоты, подводимой к устью скважины при ее глубине около 800 м.

Таким образом, эффективность циклической закачки пара может быть высокой при малых глубинах.

Это хорошо подтверждается опытом закачки пара на Сахалине, где по данным 130 обработок ПЗС средняя эффективность обработки составила 385 т дополнительной нефти, тогда как при электропрогреве – только 63 т. Это объясняется как более глубоким прогревом пласта при закачке пара, так и глубиной скважин, которая составляла всего лишь 90–140 м.

Для паротепловой обработки ПЗС используются передвижные парогенераторные установки, отечественные ППГУ-4/120М, ДКВР-10/39 и зарубежные «Такума», KSK и др. Передвижные парогенераторные установки имеют большой вес, состоят из нескольких блоков, нуждаются в прокладке к месту установки водяных и газовых линий и поэтому практически превращаются в стационарные котельные. Обычно они ус-

танавливаются среди группы обрабатываемых скважин и соединяются с ними временными паропроводами.

Скважинное оборудование включает специальную термостойкую арматуру для обвязки устья скважин, термостойкий пакер для изоляции затрубного пространства, специальные трубные температурные компенсаторы для компенсации удлинения паропроводов НКТ и обсадной колонны.

Сопоставление результатов электропрогрева и циклической закачки пара по большому числу обработок показывает, что при обработке ПЗС паром на получение 1 т дополнительно добытой нефти расходуется в среднем в 2,8 раза больше теплоты, чем при электропрогреве (333 тыс. кДж на 1 т нефти при обработке паром и 120 тыс. кДж на 1 т нефти при электропрогреве). Таким образом, к. п. д. циклических обработок паром ПЗС примерно в 3 раза ниже, чем при электропрогреве. Это объясняется потерями теплоты в стволе скважины при его закачке и возвратом большого количества теплоты вместе с конденсатом при пуске скважины после обработки.

Большой опыт паротепловой циклической обработки ПЗС накоплен на промыслах Башкирии, Краснодара и Сахалина, а также при шахтных методах добычи нефти в Ухте.

В Башкирии обрабатывались скважины глубиной 730–830 м, с дебитом 0,1–4 т/сут.

Продолжительность паротепловой обработки изменялась от 7,5 до 21 сут при средней 13,85 сут. Время выдержки после закачки пара 0,5 – 0,8 сут. Давление закачки пара на устье 0,24–4,5 МПа, в среднем 1,5 МПа. Температура на устье 125–256 °С, в среднем 186,4 °С. Расход пара на одну обработку 196–1904 т при среднем 568,6 т.

Температура на забое до обработки 13–18 °С, в среднем 16,19 °С. После обработки 72–256 °С, в среднем 123 °С. Средний дебит до обработки (по 25 скважинам) 1,212 т/сут при колебаниях от 0,1 до 4 т/сут.

Количество введенной в скважину теплоты на одну обработку 5,44–931,65 млн. кДж, в среднем 194,72 млн кДж на 1 обработку. Продолжительность эффекта 48 – 1698 сут, в среднем 711,5 сут. Дополнительно добыто нефти от 28 до 1905 т/скв, в среднем 585 т/скв. Удельный расход пара 0,12–9,31 т/т при среднем удельном расходе пара 1,94 т/т.

Тепловая обработка ПЗС успешно применяется не только для интенсификации притока в добывающих скважинах, но и для нагнетательных скважин. Тепловая обработка особенно важна при переводе добывающих скважин под нагнетание воды или, другими словами, для освоения нагнетательных скважин разрезающих рядов после отработки их

на нефть. Особенно если пластовые температуры низкие и содержание парафинов и асфальтосмолистых веществ в нефти большое.

При освоении нагнетательных скважин на Арланском месторождении с помощью установки СУЭПС-1200 происходило не только увеличение приемистости нагнетательных скважин (примерно в 2,5 раза по сравнению со скважинами, не подвергавшимися электропрогреву), но и существенно увеличился охват толщины пласта воздействия и происходило поглощение теми интервалами и пропластками, которые ранее воду не поглощали вовсе. Такие результаты были получены при введении в пласт 8,4–10,4 млн кДж теплоты от электронагревателя мощностью 10,5 кВт в течение 9–11 сут.

При тепловой обработке ПЗС иногда используются передвижные паровые установки ППУ для депарафинизации НКТ в скважинах и выкидных линиях. ППУ – это прямоточный паровой котел небольшой производительности, установленный на шасси грузового автомобиля. Производительность такой установки 1 т/ч пара при давлении до 10 МПа. Температура уходящего пара до 310 °С. Вследствие малой производительности для параллельной работы используют до шести ППУ. Это хотя и дает технологический эффект, но в конечном счете экономически не оправдывается.

5.11. Термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважины

Термогазохимическое воздействие на призабойную зону скважины (ТГХВ) заключается в сжигании на забое скважины порохового заряда, спускаемого на электрокабеле. Время его сгорания регулируется и может длиться от нескольких минут до долей секунды. В соответствии с этим изменяется и газоприток, т. е. скорость выделения газа при сгорании пороха, что определяет давление и температуру в зоне горения. Кроме того, интенсивность процесса регулируется и количеством сжигаемого заряда, которое может изменяться от 20 до 500 кг.

При сгорании порохового заряда специального состава и образовании газов происходит быстрое нарастание давления и температуры в зоне горения. При быстром его сгорании давление на забое достигает 30–100 МПа, так как столб жидкости в скважине играет роль уплотнительного поршня, который не успевает быстро сдвинуться с места благодаря своей инерции. При таком быстром процессе горения (доли секунды) осуществляется механическое воздействие на пласт, приводящее к образованию в нем новых трещин и к расширению существующих.

Такое воздействие аналогично гидроразрыву пласта, но без закрепления образовавшихся трещин наполнителем.

При медленном горении пороховых газов на забое скважины создается высокая температура (до 350 °С), так как на фронте горения заряда она достигает 3500 °С. В результате происходит прогрев призабойной зоны скважины. Нагретые пороховые газы проникают по порам и трещинам в глубь пласта, расплавляют смолы, асфальтены и парафины, выпавшие в призабойной зоне в процессе эксплуатации скважины. Такое воздействие аналогично термическому воздействию на пласт.

При горении заряда образуется большое количество газообразных продуктов горения, состоящих главным образом из углекислого газа, который, растворяясь в нефти, снижает ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой и породой. Это способствует повышению продуктивности скважины. Для усиления химического воздействия на карбонатные коллекторы пороховой заряд целесообразно сжигать в растворе соляной кислоты, предварительно закачанной в скважину.

Для ТГХВ разработаны специальные аппараты, спускаемые на бронированном кабеле в скважину. Эти аппараты получили название аккумуляторов давления скважинных (АДС-5, АДС-6). Иногда их называют пороховыми генераторами давления (ПГД). Аккумуляторы давления иницируются электрическими воспламенителями, которые в отличие от пороховых шашек имеют проволочную спираль, нагреваемую электрическим током.

Аппарат АДС-5 предназначен преимущественно для прогрева пласта, а аппарат АДС-6 для гидроразрыва пласта. Их принципиальное отличие состоит в различной величине поверхности горения порохового заряда. Выбор соответствующей модели АДС и количества сгорающих элементов зависит от геологотехнических характеристик скважины и схемы обработки в каждом конкретном случае.

При необходимости прогрева пласта в скважину опускают снаряд АДС-5 и устанавливают на забой, если расстояние забоя от нижних дыр перфорации скважины не превышает 2–3 м. В противном случае делают на забое песчаную подушку. Заряд воспламеняют подачей электрического напряжения по кабелю на спираль накаливания. Горение начинается с верхнего торца порохового заряда, так как распространению горения на боковую поверхность препятствует жидкость, находящаяся в скважине. После сгорания первой шашки, снабженной воспламенителем, горение передается по специальному каналу следующей шашке и т. д. Полное время сгорания заряда в снаряде АДС-5 при давлении 5 МПа и при воспламенении заряда только с одного верхнего торца первой шашки может достигать 200 с. Поэтому давление на забое скважи-

ны возрастает постепенно и не приводит к гидроразрыву пласта, зато в месте установки заряда температура достигает 350 °С, что приводит к удалению твердых отложений в призабойной зоне и частичному разрушению твердого скелета пласта.

Схема ТГХВ для разрыва пласта в нефтяных или нагнетательных скважинах отличается от описанной тем, что на кабеле спускают снаряд АДС-6, состоящий из нескольких пороховых шашек, соединенных вместе в длинную гирлянду со сквозным внутренним каналом. В верхнем торце верхней шашки и в нижнем торце нижней шашки имеются электрические спирали-воспламенители. Для сокращения продолжительности горения, т. е. для увеличения поверхности горения: такой воспламенитель может устанавливаться и в средней части заряда. При наличии внешнего давления стандартный снаряд АДС-6 сгорает за 3,3 с. Сравнительно быстрое сгорание порохового заряда в скважине позволяет создавать необходимые для ГРП давления без использования пакера, роль которого в этом случае выполняет столб жидкости. При быстром сжигании заряда не исключается тепловое и химическое воздействие на призабойную зону скважины. Применение ТГХВ в нефтяных и нагнетательных скважинах как в карбонатных, так и в терригенных коллекторах показывает высокую эффективность этого метода, составляющую свыше 70 %. Продолжительность работы скважины с повышенным дебитом или приемистостью составляет от двух месяцев до двух лет.

По данным нефтедобывающих объединений Средней Волги на одну обработку ТГХВ в среднем расходуется 80 кг порохового состава, а дополнительная добыча нефти составляет 9 т/кг, дополнительная закачка воды – 418 м³/кг. Это достаточно высокие показатели, учитывая простоту и сравнительную дешевизну операции. Однако эти показатели резко ухудшаются или даже могут быть отрицательными при неправильном выборе скважины для обработки или нарушении технологии подготовительных работ. Опыт показал, что при глушении скважины водой или глинистым раствором перед обработкой эффективность обработки резко снижается. Нецелесообразно применение ТГХВ в скважинах с низким пластовым давлением в истощенных коллекторах. При быстром сгорании заряда иногда происходят выбросы жидкости, прихваты кабеля и разрывы обсадной колонны. Для предупреждения таких явлений необходимо держать уровень жидкости ниже устья примерно на 50 м, а устье герметизировать специальным сальником. В таком случае пространство над уровнем выполняет роль амортизатора или воздушного компенсатора.

В нагнетательных скважинах часто не удается понизить уровень. Тогда происходят переливы с большей или меньшей интенсивностью. В таких случаях на устье устанавливают сальник, через который про-

пускают кабель, а боковые отводы арматуры устья оставляют открытыми на случай выброса. Хорошие результаты в пластах с низкой проницаемостью достигнуты при ступенчатой обработке, когда сжигание большого количества пороха опасно. Ступенчатые обработки производят с постоянным увеличением массы порохового состава и не ранее чем через 2 ч после предыдущей обработки, поскольку из-за повышенной температуры в скважине может произойти преждевременное воспламенение заряда. Известны случаи, когда горящий пороховой снаряд под действием собственного веса и реактивных сил, создаваемых струями горячих газов, отрывается от кабеля, падает в зумпф на забой скважины и там догорает, не оказывая должного воздействия на интервал перфорации. Для исключения подобных явлений целесообразно делать непосредственно ниже интервала перфорации искусственный забой намывом песка или созданием цементной пробки.

Конструкция снарядов, спускаемых в скважины для ТГХВ, изменялась и совершенствовалась. Первоначально это были корпусные аппараты с пороховым зарядом, который воспламеняется от электрической спирали. Сгорание порохового заряда сопровождается выделением газов с интенсивностью 1000–1500 л/с. Прочный корпус, в котором происходит горение, имеет в верхней и нижней частях штуцеры для регулировки скорости истечения газов в скважину.

Давление газов в камере к концу горения достигает 110 МПа. Масса аппарата 160 кг. Корпус аппарата вместе с кабельной головкой выдерживает до 20 операций.

В последнее время появились бескорпусные аппараты, состоящие по существу из одной кабельной головки и гирлянды пороховых шашек. Примером такого аппарата может служить пороховой генератор давления бескорпусный ПГД-БК (рис. 5.12). В кабельном наконечнике 1 закрепляется конец кабеля, который присоединяется к воспламенителю 6. Пороховые шашки 5, покрытые снаружи оболочкой, соединяются друг с другом резьбовыми муфтами 2, образующими во всех шашках сквозную вертикальную трубку. Внутри трубок имеется заряд 3, который инициирует горение пороха 5 в каждой шашке (секции).

Свинчивая вместе несколько шашек 5, можно изменять интенсивность горения и процесса в целом. После сгорания пороха на кабеле остаются кабельный наконечник 7, головка аппарата 4 и соединительная трубка 2, которые используются повторно. Остальные детали снаряда сгорают. Операция по термогазохимическому воздействию на забой скважины очень проста. На ее осуществление затрачивают 2–3 ч времени, тогда как на обычный гидроразрыв тратится 2–3 сут. Это один из эффективных способов воздействия на ПЗП для интенсификации притока.

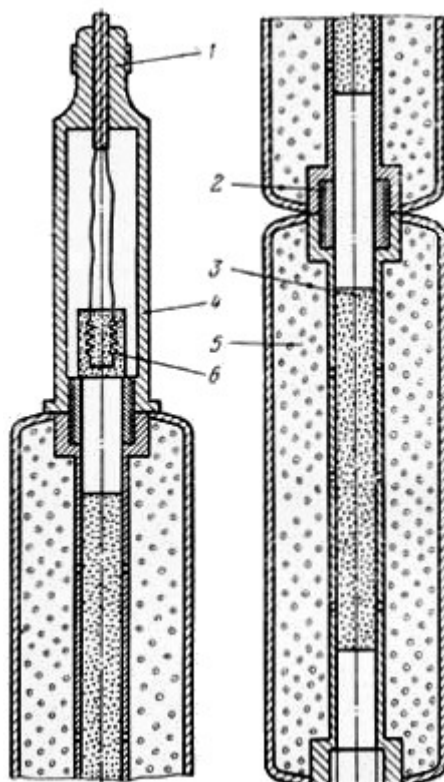


Рис. 5.12. Пороховой генератор давления бескорпусный (ПГД-БК) для термогазохимической обработки забоя скважины

5.12. Другие методы воздействия на призабойную зону скважин

Кроме описанных основных методов воздействия на ПЗС существуют другие менее распространенные вследствие своей низкой эффективности либо проходящие промышленные испытания и находящиеся в стадии изучения. К ним следует отнести: торпедирование скважин; виброобработку забоев скважин; электрогидравлическое воздействие на ПЗС.

Торпедирование применяется, как правило, в крепких породах для создания в ПЗС сети искусственных трещин с целью увеличения продуктивности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Торпедирование, кроме того, широко применяется и при ремонтных работах в скважинах. Существует большое число конструкций торпед в зависимости от целей их использования:

а) торпеды кумулятивные осевые ТКО для создания направленного взрыва вдоль какой-либо оси или вдоль горизонтальной плоскости. Они используются главным образом при ремонтных работах для отрыва прихваченных труб или колонн путем взрыва, сфокусированного, например, в горизонтальной плоскости. Такая торпеда предназначена для ремонтных работ, для разрушения посторонних предметов в скважине;

б) торпеды из детонирующего шнура ТДШ для развинчивания колонн в заданном месте, встряхивания прихваченных осевшим песком труб, очистки фильтров и поверхности пласта без повреждения обсадной колонны и создания трещин в породе. В этих торпедах используется детонирующий шнур, содержащий в водонепроницаемой оболочке примерно 13 г взрывчатого вещества (ВВ) на каждый 1 м длины шнура. Причем длина заряда (длина шнура) может достигать 100 м. В ряде случаев на поверхности пласта и фильтра наблюдается отложение солей, продуктов коррозии и доугих твердых осадков, мешающих нормальному притоку жидкости из пласта в скважину. В таких случаях использование ТДШ дает хороший эффект, без повреждения элементов конструкции скважины. В скважинах с открытым забоем используются торпеды с детонирующими шнурами, имеющими плотность ВВ более 13 г/м. Шнурковые торпеды могут быть использованы и для очистки ПЗС нагнетательных скважин;

в) фугасные торпеды, как правило, большой мощности, несущие в себе до 5–7 кг ВВ в виде шашек.

В качестве ВВ обычно используется так называемый флегматизированный дексоген, выделяющий энергию при взрыве, равную 5,5 МДж на 1 кг ВВ. Фугасные торпеды ТШ (торпеда шашечная) и ТШТ (торпеда шашечная термостойкая) используются для вскрытия пласта, образования в обсадной колонне «фонаря» – раздутия с системой вертикальных трещин, превышающих на 10–20 см длину заряда. Такие торпедирование проводят против пластов с породами средней и высокой прочности.

Таблица 5.4

Техническая характеристика вибраторов

Вибратор	Длина, мм	Диаметр, мм	Оптимальный расход, л с	Частота пульсации, с ⁻¹
ГВЗ-85	494	85	10 – 12	200
ГВЗ-108	420	108	15 – 20	250
ГВЗ-135	500	135	30- 35	500

При правильном выборе заряда, хорошем качестве цементировании проходимость обсадной колонны не нарушается. В некоторых случаях при взрыве фугасных торпед с количеством ВВ, превышающим 5 кг, могут возникнуть повреждения в верхних частях колонны в результате действия ударных волн в столбе жидкости над зарядом. Поэтому место установки торпеды изолируют цементным или песчаным мостом. В таких случаях торпеду снабжают автономным взрывателем замедленного действия с замедлением на несколько суток. После подобного воздейст-

вия в ПЗС образуется каверна и много обломочного материала, который необходимо удалить промывкой.

В силу относительной сложности технологии воздействия на ПЗС фугасными торпедами большой мощности и ряда других причин последнее время их почти не применяют.

Работы по торпедированию скважин выполняются геофизическими конторами и трестами, располагающими необходимым оборудованием, аппаратурой и обученным персоналом.

Виброобработка ПЗС для создания на забое скважины с помощью специальных устройств – вибраторов колебаний давления различной частоты и амплитуды в процессе закачки той или иной жидкости в пласт. Процесс отличается от гидравлического разрыва тем, что к спущенным в скважину НКТ привинчивается вибратор – генератор колебаний давления.

Вибратор представляет собой два соосных цилиндра с короткими косыми вертикальными прорезями. Наружный цилиндр – золотник может вращаться вокруг вертикальной оси подобно турбинному колесу. Истечение жидкости из наружного цилиндра – золотника происходит под некоторым углом к касательной цилиндра, вследствие чего создается реактивный момент, приводящий этот цилиндр во вращательное движение. При совпадении прорезей жидкость выходит из НКТ, при несовпадении она на мгновение останавливается.

Таким образом, создаются импульсы давления, частота которых может изменяться от числа прорезей в золотнике и скорости его вращения, зависящей в свою очередь от расхода жидкости.

Операция осуществляется так же, как гидроразрыв пласта при использовании того же оборудования. Кольцевое пространство между НКТ и обсадной колонной герметизируется пакером с установкой якоря. Через НКТ насосными агрегатами закачивают жидкость.

Разработаны несколько типов вибраторов (табл. 5.4). В качестве жидкости рекомендуется использовать нефть, раствор НС1, керосин и смеси этих жидкостей. На одну виброобработку расходуется до 100 м³ жидкости. Расход раствора НС1 или керосина берется из расчета 2–3 м³ на 1 м толщины пласта.

Имеются основания считать, что колебания давления будут быстро затухать при удалении от золотника, и в пласте они едва ли будут настолько значительны, чтобы вызвать образование трещин в пласте. Приводимые в литературе сведения об эффективности метода вибровоздействия, возможно, объясняются действием кислоты, промывки ПЗС растворителями (керосин, нефть) и удалением, таким образом, отложений парафина и асфальтосмолистых веществ.

6. ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИН

6.1. Назначение и методы исследования скважин

Существует много методов исследования скважин и технических средств для их осуществления. Все они предназначены для получения информации об объекте разработки, об условиях и интенсивности притока нефти, воды и газа в скважину, об изменениях, происходящих в пласте в процессе его разработки. Такая информация необходима для организации правильных, экономически оправданных процессов добычи нефти, для осуществления рациональных способов разработки месторождения, для обоснования способа добычи нефти, выбора оборудования для подъема жидкости из скважины, для установления наиболее экономичного режима работы этого оборудования при наиболее высоком коэффициенте полезного действия.

В процессе выработки запасов нефти условия в нефтяной залежи и в скважинах изменяются. Скважины обводняются, пластовое давление снижается, газовые факторы могут изменяться. Это заставляет постоянно получать непрерывно обновляющуюся информацию о скважинах и о пласте или нескольких пластах, являющихся объектом разработки. От наличия такой достоверной информации зависит правильность принимаемых решений по осуществлению на скважинах или на объекте разработки или на отдельных частях такого объекта тех или иных геолого-технических мероприятий.

Геофизические методы исследования. Из всех методов исследования скважин и пластов следует выделить особый комплекс геофизических методов. Они основаны на физических явлениях, происходящих в горных породах и насыщающих их жидкостях при взаимодействии их со скважинной жидкостью и при воздействии на них радиоактивного искусственного облучения или ультразвука.

Геофизические методы исследования скважин и геологического разреза на стадиях бурения этих скважин, их заканчивания, а также текущей эксплуатации дают обильную информацию о состоянии горных пород, их параметрах и об их изменениях в процессе эксплуатации месторождения и часто используются при осуществлении не только геологических, но и чисто технических мероприятий на скважинах. В силу своей специфичности, необходимости знания специальных предметов, связанных с физикой земли, горных пород, а также с ядерными процессами, эти методы исследования, их теория, техника осуществления и интерпретация результатов составляют особую отрасль знаний и выполняются геофизическими партиями и организациями, имеющими для

этой цели специальный инженерно-технический персонал, оборудование и аппаратуру. Геофизические исследования скважин – это различного рода каротажи, т. е. прослеживание за изменением какой-либо величины вдоль ствола скважины с помощью спускаемого на электрокабеле специального прибора, оснащенного соответствующей аппаратурой. К ним относятся:

1. Электрокаротаж. Одним из важнейших методов является электрический каротаж скважин, который позволяет проследить за изменением самопроизвольно возникающего электрического поля в результате взаимодействия скважинной жидкости с породой, а также за изменением так называемого кажущегося удельного сопротивления этих пород. Электрокаротаж и его разновидности, такие как боковой каротаж – БК, микрокаротаж, индукционный каротаж – ИК, позволяют дифференцировать горные породы разреза, находить отметку кровли и подошвы проницаемых и пористых коллекторов, определять нефтенасыщенные пропластки и получать другую информацию о породах.

2. Радиоактивный каротаж – РК. Он основан на использовании радиоактивных процессов (естественных и искусственно вызванных), происходящих в ядрах атомов, горных пород и насыщающих их жидкостей. Существует много разновидностей РК, чувствительных к наличию в горных породах и жидкостях тех или иных химических элементов. Разновидностью РК является гамма-каротаж ГК, дающий каротажную диаграмму интенсивности естественной радиоактивности вдоль ствола скважины, что позволяет дифференцировать породы геологического разреза по этому признаку. Гамма-гамма-каротаж (ГГК) фиксирует вторичное рассеянное породами гамма-излучение в процессе их облучения источником гамма-квантов, находящихся в спускаемом в скважину аппарате. Существующие две разновидности ГГК позволяют косвенно определять пористость коллекторов, а также обнаруживать в столбе скважинной жидкости поступление воды как более тяжелой компоненты.

3. Нейтронный каротаж (НК) основан на взаимодействии потока нейтронов с ядрами элементов горных пород. Спускаемый в скважину прибор содержит источник быстрых нейтронов и индикатор, удаленный от источника на заданном (примерно 0,5 м) расстоянии и изолированный экранной перегородкой. Существует несколько разновидностей НК, как, например, нейтронный каротаж по тепловым и надтепловым нейтронам (НГ-Т и НГ-Н), которые дают дополнительную информацию о коллекторе и пластовых жидкостях.

4. Акустический каротаж (АК). Это определение упругих свойств горных пород. При АК в скважине возбуждаются упругие колебания, которые распространяются в окружающей среде и воспринимаются од-

ним или более приемниками, расположенными в том же спускаемом аппарате. Зная расстояние между источниками колебания и приемником, можно определить скорость распространения упругих колебаний и их амплитуду, т. е. затухание. В соответствии с этим выделяется три модификации АК: по скорости распространения упругих волн, по затуханию упругих волн и АК для контроля цементного кольца и технического состояния скважины.

5. Другие виды каротажа. К другим видам относится кавернометрия, т. е. измерение фактического диаметра необсаженной скважины и его изменение вдоль ствола. Кавернограмма в сочетании с другими видами каротажа указывает на наличие проницаемых и непроницаемых пород. Увеличение диаметра соответствует глинам и глинистым породам; сужение обычно происходит против песков и проницаемых песчаников. Против известняков и других крепких пород замеряемый диаметр соответствует номинальному, т. е. диаметру долота. Кавернограммы используются при корреляции пластов и в сочетании с другими методами хорошо дифференцируют разрез, так как хорошо отражают глинистости и проницаемости разреза. Термокаротаж – изучение распределения температуры в обсаженной или необсаженной скважине. Термокаротаж позволяет дифференцировать породы по температурному градиенту, а следовательно, по тепловому сопротивлению. Кратковременное охлаждение ствола скважины или нагрев при закачке холодной или горячей жидкости позволяет получить новую информацию о теплоемкости и теплопроводности пластов. Это позволяет определить: местоположение продуктивного пласта, газонефтяной контакт, места потери циркуляции в бурящейся скважине или дефекта в обсадной колонне зоны разрыва при ГРП и зоны поглощения воды и газа при закачке.

Увеличение чувствительности скважинных термометров и уменьшение их тепловой инерции еще больше расширит круг промысловых задач, решаемых с помощью термометрии.

Гидродинамические методы исследования. Они основаны на изучении параметров притока жидкости или газа к скважине при установившихся или при неустановившихся режимах ее работы. К числу таких параметров относятся дебит или его изменение и давление или его изменение. Поскольку при гидродинамических методах исследования процессом охватывается вся зона дренирования, то результаты, получаемые при обработке этих данных, становятся характерными для радиусов, в сотни раз превышающих радиусы охвата при геофизических методах.

Гидродинамические методы исследования выполняются техническими средствами и обслуживающим персоналом нефтедобывающих

предприятий. Они разделяются на исследования при установившихся режимах работы скважины (так называемый метод пробных откачек) и на исследования при неустановившихся режимах работы скважины (метод прослеживания уровня или кривой восстановления давления). Исследование при установившихся режимах позволяет получить важнейшую характеристику работы скважины – зависимость притока жидкости от забойного давления или положения динамического уровня $[Q(P_c)]$. Без этой зависимости невозможно определить обоснованные дебиты скважины и технические средства для подъема жидкости. Этот же метод позволяет определить гидропроводность пласта $\varepsilon = kh/\mu$ с призабойной зоны.

Исследование при неустановившихся режимах позволяет определить пьезопроводность χ , для более удаленных зон пласта и параметр $\chi^2/r_{пр}$ (χ – пьезопроводность; $r_{пр}$ – приведенный радиус скважины), а также некоторые особенности удаленных зон пласта, такие как ухудшение или улучшение гидропроводности на периферии или выклинивание проницаемого пласта.

Техника для гидродинамических исследований скважин зависит от способа эксплуатации (фонтан, газлифт, ПЦЭН, ШСН), который накладывает известные технические ограничения на возможности этого метода.

Скважинные дебитометрические исследования. Они позволяют определить приток жидкости вдоль интервала вскрытия в добывающих скважинах (профили притока) и интенсивность поглощения в нагнетательных скважинах (профили поглощения) с помощью регистрирующих приборов – дебитомеров и расходомеров, спускаемых в скважину и перемещаемых вдоль перфорированного интервала.

Скважинные дебитометрические исследования дают важную информацию о действительно работающей толщине пласта, о долевом участии в общем дебите отдельных пропластков, о результатах воздействия на те или иные пропластки с целью интенсификации притока или увеличения поглотительной способности скважин. Эти исследования, как правило, дополняются одновременным измерением влагосодержания потока (% воды), давления, температуры и их распределением вдоль ствола скважины.

Скважинные дебитометрические исследования проводятся специальными комплексными приборами типа «Поток». Все гидродинамические и дебитометрические исследования сравнительно легко осуществляются в фонтанных, газлифтных и нагнетательных скважинах, так как при этом доступ к забою через НКТ открыт и спуск приборов на забой не составляет больших технических трудностей. При других способах экс-

плуатации (ПЦЭН, ШСН) спуск измерительного прибора через НКТ невозможен, поэтому исследование таких скважин (а их подавляющее большинство) связано с техническими трудностями и имеет особенности.

6.2. Исследование скважин при установившихся режимах

В главе 2 была получена формула (2.10) радиального притока жидкости к скважине

$$q = \frac{2\pi\varepsilon \cdot (P_k - P_c)}{\ln(R_k/r_c)}, \quad (6.1)$$

Если $\varepsilon = \varepsilon(r)$, то

$$q = \frac{2\pi \cdot (P_k - P_c)}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{dr}{r\varepsilon(r)}}, \quad (6.2)$$

В главе 4 § 2 было показано, что формулы (4.1) и (4.2), справедливые, строго говоря, для совершенных скважин, остаются справедливыми и для скважин несовершенных (перфорированных), но при подстановке в них вместо радиуса скважины r_c приведенного радиуса $r_{пр}$.

Из формул (6.1) и (6.2) видно, что дебит жидкости q зависит от депрессии $P_k - P_c$, которая является независимым аргументом. Группу постоянных величин, входящих в эти формулы, можно обозначить A . Таким образом,

$$A = \frac{2\pi\varepsilon}{\ln(R_k/r_{пр})}, \quad (6.3)$$

или

$$A = \frac{2\pi}{\int_{r_c}^{R_k} \frac{1}{r\varepsilon(r)} \cdot dr}, \quad (6.4)$$

Тогда дебит будет равен

$$q = A \cdot (P_k - P_c). \quad (6.5)$$

Формулы (6.1), (6.2), (6.5) определяют дебит жидкости в пластовых условиях. На практике дебит q измеряется при стандартных условиях и не в объемных единицах, а в т/сут.

Учитывая усадку нефти, т. е. вводя объемный коэффициент b_n , и плотность нефти при стандартных условиях ρ_n , а также переходя от секунд к суткам, можем формулу (6.5) переписать так:

$$Q = q \cdot \frac{86400}{b_H} \rho_H = \frac{A \cdot 86400 \cdot \rho_H}{b_H} \cdot (P_K - P_C), \quad (6.6)$$

Введем обозначение

$$K = \frac{A \cdot 86400 \cdot \rho_H}{b_H}, \quad (6.7)$$

Тогда

$$Q = K \cdot (P_K - P_C), \quad (6.8)$$

где Q – дебит скважины при стандартных условиях, т/сут; K – коэффициент продуктивности, т/(сут·Па).

Формула (6.8) получила название формулы притока. Из нее видно, что приток линейно зависит от депрессии или при постоянном давлении на контуре от давления на забое скважины. Из (6.8) следует

$$K = \frac{Q}{(P_K - P_C)}, \quad (6.9)$$

т. е. коэффициент продуктивности есть суточный дебит скважины, приходящийся на единицу депрессии. Подставляя в (6.7) значения A из (6.3) и раскрывая значение ε , можем записать

$$K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot 86400 \cdot \rho_H}{\mu \cdot b_H \cdot \ln \frac{R_K}{r_{пр}}}, \quad (6.10)$$

Иногда пользуются понятием удельный коэффициент продуктивности $K_y = K / h$, т. е. коэффициент продуктивности отнесенным к единице толщины пласта. Это позволяет более объективно сопоставлять фильтрационные способности пластов в различных скважинах. Графическое изображение зависимости $Q = f(P_K - P_C)$ или $Q = f(P_C)$ называется индикаторной линией. Из (6.8) видно, что индикаторная линия должна быть наклонной прямой с угловым коэффициентом K . Чтобы построить индикаторную линию, необходимо иметь несколько фактических значений дебитов и соответствующие этим дебитам забойные давления P_C .

Если известно пластовое давление в скважине, то индикаторную линию можно строить в функции депрессии $\Delta P = P_K - P_C$, т. е. $[Q(\Delta P)]$. Если пластовое давление неизвестно, то индикаторную линию строят в функции забойного давления p_c , т. е. $[Q(P_C)]$. Экстраполируя индикаторную линию до пересечения с осью ординат, можно определить пластовое давление как ординату P , соответствующую нулевому значению дебита (рис. 6.1). Экстраполяция индикаторной линии до пересечения с осью дебитов дает величину так называемого потенциального дебита $Q_{пот}$, т. е. дебита при нулевом давлении на забое скважины. Эксплуати-

ровать скважины при $Q_{\text{пот}}$ по геологическим и техническим причинам практически нельзя, за исключением скважин с обнаженным забоем, работающих в условиях гравитационного режима. Фактические точки $Q(p)$, получаемые при исследовании скважины на нескольких установившихся режимах, обычно не ложатся точно на прямую, как на рис. 6.1, а дают разброс, иногда значительный. Кроме того, индикаторные линии не всегда получаются прямыми, как это следует из формулы притока (6.8). Искривление индикаторной линии в сторону оси давления означает увеличение фильтрационного сопротивления по сравнению со случаем фильтрации, описываемым линейным законом Дарен. Это объясняется тремя причинами.

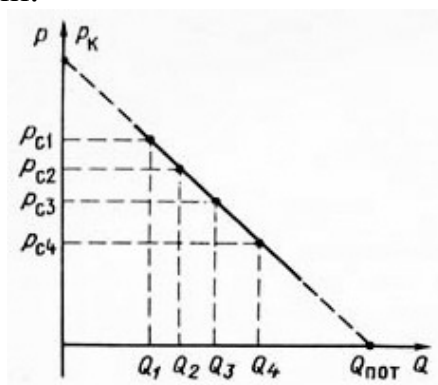


Рис. 6.1. Построение зависимости $Q(P_c)$ по четырем фактическим точкам

1. Образованием вокруг скважины области с двухфазной фильтрацией при забойном давлении ниже давления насыщения. Чем больше эта разница, тем больше радиус области двухфазной (нефть+газ) фильтрации и, следовательно, больше фильтрационное сопротивление.

2. Изменением проницаемости и раскрытости микротрещин в породе при изменении внутрипластового давления.

3. Превышением скоростей движения жидкости в призабойной зоне критических значений, при которых линейный закон Дарси нарушается.

Искривление в сторону оси дебитов объясняется неодновременным вступлением в работу отдельных прослоев или пропластков и разными значениями в них пластовых давлений. Это можно пояснить на примере двухслойного пласта. Если пластовое давление в первом пропластке $P_{к1}$ а во втором $P_{к2}$ причем $P_{к1} > P_{к2}$, то при всех забойных давлениях P_c , лежащих в пределах $P_{к1} > P_c > P_{к2}$, приток будет только из первого пропластка. При снижении P_c до величины $P_c < P_{к2} < P_{к1}$ будут работать оба пропластка, т. е. дебит непропорционально возрастет. Если бы в реальных скважинах процессы фильтрации были обратимы, т. е. расход при отборе был бы равен расходу при поглощении в условиях численного

равенства депрессии и репрессии, то это не могло обусловить кривизну индикаторной линии, так как известно, что алгебраическая сумма линейных уравнений всегда дает результирующее линейное.

Однако по целому ряду причин процессы фильтрации необратимые, и в частности потому, что на забое всегда имеются взвесь, илистые и глинистые осадки, которые при возникновении репрессии закрывают поры, т. е. работают как обратный клапан: выпускают жидкость из пласта в скважину и задерживают в обратном направлении. Наличие многих прослоев сглаживает ход результирующей индикаторной линии, плавно загибающейся в сторону оси дебитов.

Известны многочисленные факты, когда разница в пластовых давлениях соседних пропластков, вскрываемых общим фильтром, доходила до 3 МПа, а также факты внутрипластовых перетоков. Кроме того, нелинейный характер индикаторных линий находит объяснение в аномальных неньютоновских свойствах некоторых пластовых жидкостей.

При любом виде искривления индикаторной линии ее всегда можно аппроксимировать уравнением

$$Q = K \cdot (P_k - P_c)^n, \quad (6.11)$$

Это уравнение называют общим уравнением притока.

При $n = 1$ уравнение (6.11) описывает прямолинейную индикаторную линию. При $1 > n > 1/2$ – индикаторные линии с искривлением в сторону оси P , при $n > 1/2$ – индикаторные линии с искривлением в сторону оси Q .

Случай линейной фильтрации является аналогом ламинарному течению жидкости в трубной гидравлике. Ламинарное течение с энергетической точки зрения наиболее экономичное, поэтому в общем уравнении притока n больше единицы быть не может.

При $n = 1/2$ приток имеет четко выраженное турбулентное течение жидкости, когда коэффициент трения λ не зависит от числа Re . Таким образом, индикаторная линия с искривлением в сторону оси дебитов ($n > 1$) физически невозможна. В противном случае это означало бы существование течения жидкости с энергетической точки зрения более экономичного, чем в случае ламинарного течения. Поэтому индикаторные линии с искривлением в сторону оси дебитов, когда $n > 1$, просто считали дефектными.

С появлением скважинных дебитометров удалось установить истинные причины искривления индикаторных линий. При $n \neq 1$ коэффициент K в общем уравнении притока теряет свой физический смысл коэффициента продуктивности и превращается просто в коэффициент пропорциональности или в угловой коэффициент.

При прямой индикаторной линии коэффициент продуктивности K может быть найден по любым двум фактическим точкам как

$$K = \frac{dQ}{dP} = \frac{Q_1 - Q_2}{(P_{c1} - P_{c2})}, \quad (6.12)$$

Зная K , можно определить гидропроводность $\varepsilon = kh/\mu$. Для этого надо решить формулу (6.10) относительно ε

$$\varepsilon = \frac{k \cdot h}{\mu} = \frac{K \cdot b_n \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}{\pi \cdot 86400 \cdot \rho_n}, \quad (6.13)$$

Зная по геофизическим данным или по результатам глубинной дебитометрии h , а по лабораторным данным μ , можно определить проницаемость k в районе данной скважины. Обычно вместо R_k берут половину среднего или средневзвешенного по углу расстояния до соседних скважин. Для одиночно работающих скважин R_k принимают равным 250 – 400 м, исходя из физических представлений о процессах фильтрации.

Если имеется ряд фактических замеров дебитов Q_i и соответствующих этим дебитам замеров забойного давления P_i , то по этим данным можно определить все постоянные коэффициенты общего уравнения притока. Поскольку их три (K , R_k , n), то нужно иметь по крайней мере замеры дебитов и давлений при трех режимах эксплуатации. Полагая, что индикаторная линия описывается уравнением вида (6.11), то для каждого режима будем иметь

$$\begin{aligned} Q_1 &= K \cdot (P_k - P_{c1})^n \\ Q_2 &= K \cdot (P_k - P_{c2})^n \\ Q_3 &= K \cdot (P_k - P_{c3})^n \end{aligned} \quad (6.14)$$

Деля уравнение 1 на 2, сокращая на K и логарифмируя правую и левую часть, найдем

$$\frac{Q_1}{Q_2} = \left(\frac{P_k - P_{c1}}{P_k - P_{c2}} \right)^n$$

или

$$\ln \frac{Q_1}{Q_2} = n \cdot \ln \left(\frac{P_k - P_{c1}}{P_k - P_{c2}} \right), \quad (6.15)$$

Решая 2 с 3 аналогично, найдем

$$\ln \frac{Q_2}{Q_3} = n \cdot \ln \left(\frac{P_k - P_{c2}}{P_k - P_{c3}} \right), \quad (6.16)$$

Деля (6.15) на (6.16) и сокращая на n , найдем:

$$N = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\ln \frac{Q_2}{Q_3}} = \frac{\ln \left(\frac{P_K - P_{c1}}{P_K - P_{c2}} \right)}{\ln \left(\frac{P_K - P_{c2}}{P_K - P_{c3}} \right)} = M, \quad (6.17)$$

Левая часть, число N , известна, так как Q_1, Q_2, Q_3 известны. Неизвестно P_K . Его аналитическое определение представляет сложности, так как уравнение (6.17) трансцендентное. Поэтому из (6.17) P_K может быть найдено графоаналитически. Задаваясь несколькими произвольными, но близкими к реальным значениям P_K , вычисляем отдельно M – правую часть равенства (6.17) и строим график зависимости $M(P_K)$ (рис. 6.2). Находя на этом графике точку пересечения A прямой $N = \text{const}$ с линией $M(P_K)$, получаем абсциссу этой точки, т. е. такое значение P_K , при котором $N = M$. Дальнейшее определение коэффициентов K и n трудностей не представляет.

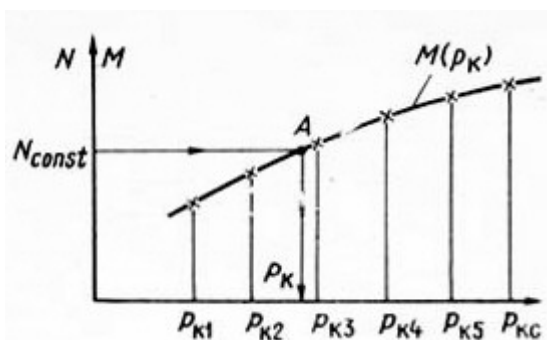


Рис. 6.2. Графоаналитический метод определения величины P_K .

Решая уравнение (6.15) или (6.16) относительно искомого n и подставляя в него уже найденное P_K , найдем

$$n = \frac{\ln \frac{Q_1}{Q_2}}{\ln \left(\frac{P_K - P_{c1}}{P_K - P_{c2}} \right)}, \quad (6.18)$$

И далее, из любого 1, 2, 3 уравнений, подставляя в них уже найденные P_K и n , определим K .

$$K = \frac{Q_3}{(P_K - P_{c3})^n}, \quad (6.19)$$

Поскольку точки Q_i и P_i всегда дают разброс, то из уравнений системы (6.14) получится три разных значения K . Рекомендуется принять среднее арифметическое.

Аналогично получится и с величиной n , из трех значений которых принимают средние арифметическое. Тогда уравнение притока в данной скважине будет

$$Q = K_{\text{ср}} \cdot (P_{\text{к}} - P_{\text{с}})^{n_{\text{ср}}}, \quad (6.20)$$

Для вычисления коэффициентов K , $P_{\text{к}}$ и n можно применить другие методы, например метод наименьших квадратов.

В подземной гидравлике обосновывается описание процесса фильтрации так называемой двучленной формулой

$$P_{\text{к}} - P_{\text{с}} = a \cdot Q + b \cdot Q^2. \quad (6.21)$$

По существу это есть аппроксимация индикаторной линии полиномом второй степени. При малых Q второе слагаемое в (6.21) мало. При увеличении Q оно увеличивается пропорционально квадрату Q . Уравнение (6.21) преобразуется в прямую делением всех членов на Q :

$$\frac{P_{\text{к}} - P_{\text{с}}}{Q} = a + b \cdot Q. \quad (6.22)$$

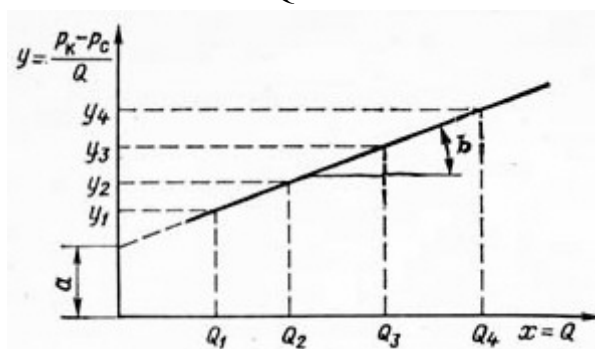


Рис. 6.3. Индикаторная линия при двучленной формуле притока

Имея фактические точки, т. е. Q_i и P_{ci} , и строя по ним график в координатах $y = (P_{\text{к}} - P_{\text{с}}) / Q$ и $x = Q$, получаем прямую, не проходящую через начало координат и отсекающую на оси y отрезок a , b — угловой коэффициент этой линии (рис. 6.3):

$$b = \frac{y_1 - y_2}{Q_1 - Q_2}. \quad (6.23)$$

При $Q \rightarrow 0$ $y = a = (P_{\text{к}} - P_{\text{с}}) / Q$, откуда

$$Q = \frac{1}{a} \cdot (P_{\text{к}} - P_{\text{с}}) \quad \text{следовательно,}$$

$$\frac{1}{a} = K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \rho_{\text{н}} \cdot 86400}{\mu \cdot b_{\text{н}} \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{r_{\text{пр}}}}. \quad (6.24)$$

Таким образом, в случае аппроксимации криволинейной индикаторной линии двучленной формулой необходимо по фактическим точкам перестроить индикаторную линию в координатах $y = (P_k - P_c)/Q$, $x = Q$, определить отрезок a и далее согласно формуле (6.24) найти искомые параметры: гидропроводность ε или проницаемость k . В случае фильтрации в пласте газированной жидкости, т. е. при $P_{пл} < P_{нас}$, параметры пласта определяют по формуле установившегося радиального притока газированной жидкости, которая решается относительно искомой ε .

Формула имеет вид

$$q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (H_k - H_c)}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{r_{пр}}}, \quad (6.25)$$

где H_k и H_c – функции, учитывающие изменение газонефтенасыщенности и фазовой проницаемости для жидкости при изменении давления. Остальные обозначения прежние.

Физически величина $(H_k - H_c)$ представляет собой ту часть общей депрессии, которая необходима для проталкивания к забою скважины только жидкости.

Функция H через известные забойные давления вычисляется с помощью специальных аппроксимирующих формул, различных для различных интервалов давлений. Обычно методы определения параметров пласта при установившихся отборах газированной жидкости описываются в соответствующих инструкциях, как правило, не отличаются надежностью и применяются редко.

В заключение необходимо заметить, что использование формул установившегося радиального притока для определения гидропроводности пласта $\varepsilon = kh/\mu$ дает значения этого параметра, характерные для призабойной зоны пласта, так как в этой зоне происходит наибольшее падение давления.

6.3. Исследование скважин при неустановившихся режимах

Если давление на забое P_c , а тем более пластовое P_k превышает давление насыщения $P_{нас}$, то предполагается, что перераспределение давления в пласте после любых возмущений происходит по законам упругого режима. В подземной гидродинамике рассматривается задача притока упругой жидкости к скважине в бесконечном упругом пласте после ее внезапного пуска или остановки. Решением этой задачи является формула

$$\Delta P(r, t) = -\frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot E_i\left(-\frac{r^2}{4 \cdot \chi \cdot t}\right), \quad (6.26)$$

Физическая интерпретация этой формулы следующая: $\Delta p\{r, t\}$ означает изменение давления в упругом пласте в точке М, удаленной от точки возмущения – скважины на расстояние r через время t после начала возмущения.

В данном случае под возмущением понимается либо пуск скважины с дебитом Q , либо внезапная остановка скважины, работавшей перед этим длительное время, с дебитом Q (Q – расход при стандартных условиях). При пуске скважины давление в точке М уменьшается на ΔP по сравнению с первоначальным, а при внезапной остановке скважины, длительно работавшей с дебитом Q , ΔP – увеличение давления в точке М по сравнению с первоначальным, $E_i(-x)$, где $x = r^2/4\chi \cdot t$ – специальная табулированная экспоненциальная функция, значения которой можно найти в таблицах специальных функций. Здесь $\chi = k/\mu\beta^x$ – пьезопроводность, причем β^x – приведенный объемный коэффициент упругости среды (вода, нефть, порода), t – время с момента пуска или остановки скважины.

Решение (6.26) является строго аналитическим, поэтому оно справедливо для любых радиусов и в частности для радиуса r , равного радиусу скважины r_c . В этом случае формула (6.26) будет описывать закон изменения давления на стенке самой скважины и является характеристикой процесса «самопрослушивания» скважины. Таким образом, если остановить скважину и зарегистрировать изменение во времени давления на забое скважины, можно будет найти те параметры пласта, при которых закон изменения $\Delta P(t)$ совпадет с фактически зарегистрированным. Для практического использования формулу (6.26) несколько упрощают. Дело в том, что при исследовании скважин на неустановившихся режимах, т. е. при самопрослушивании, приходится иметь дело с малыми значениями аргумента $x = r_c^2/4\chi t$, так как r_c – радиус скважины мал, а t составляет сотни и тысячи секунд.

При малых x экспоненциальная функция

$$E_i(-x) = \int_x^\infty \frac{e^{-u}}{u} du$$

хорошо аппроксимируется логарифмической функцией

$$E_i(-x) = \text{Ln}(x) + 0,5772,$$

где 0,5772 – постоянная Эйлера. Поэтому формулу (6.26) можно переписать следующим образом:

$$\Delta P = -\frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\operatorname{Ln} \frac{r_c^2}{4\chi t} + 0,5772 \right), \quad (6.27)$$

Вводя знак минус в скобки и учитывая, что $\operatorname{Ln}(e) = 1$, можем записать:

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left(\operatorname{Ln} \frac{4\chi t}{r_c^2} - \operatorname{Lne}^{0,5772} \right)$$

Но $e^{0,5772} = 1,781$.

Следовательно,

$$\Delta P = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \operatorname{Ln} \frac{4\chi t}{r_c^2 \cdot 1,781}$$

или

$$\Delta P(t) = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \operatorname{Ln} \frac{2,2459 \cdot \chi t}{r_c^2}. \quad (6.28)$$

Обычно числовой коэффициент под логарифмом округляют, так что $2,24587 = 2,25$. Итак, если остановить скважину, работавшую с дебитом Q , то на ее забое давление начнет повышаться в зависимости от времени t согласно формуле (6.28). При этом предполагают, что режим упругий и давление на забое больше давления насыщения.

На формуле (6.28) основана методика исследования скважины при неустановившихся режимах. Следует отметить, что формула (6.28) предполагает мгновенную остановку скважины (при $t = 0$, $Q = 0$). Это равносильно срабатыванию крана или клапана непосредственно на забое скважины. В действительности остановка, например, фонтанной скважины производится на устье путем закрытия задвижки. В НКТ находится газожидкостная смесь, которая после остановки начнет сжиматься под действием возрастающего забойного давления. В затрубном пространстве также произойдет рост давления и сжатие газовой шапки. Мгновенной остановки скважины не произойдет, а будет продолжающийся последующий затухающий приток жидкости из пласта в скважину, чего формула (6.28) не предусматривает. Поэтому последующий приток является источником некоторых погрешностей, которые возможно исключить путем специальной обработки фактических данных.

Возвращаясь к формуле (6.28), перепишем ее так, чтобы время t было выделено, а именно

$$\Delta P(t) = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \operatorname{Ln} \frac{2,25 \cdot \chi}{r_c^2} + \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \operatorname{Lnt} \quad (6.29)$$

Обозначим:

$$y = \Delta P(t)$$

$$a = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{2,25 \cdot \chi}{r_c^2}, \quad (6.30)$$

$$b = \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h}, \quad (6.31)$$

$$x = \text{Lnt}$$

Тогда (V1.29) переписывается так:

$$y = a + b \cdot x.$$

А это есть уравнение прямой, не проходящей через начало координат.

Отсюда следует правило, что фактически снятая на забое скважины кривая восстановления давления (КВД) $\Delta P(t)$, перестроенная в полулогарифмических координатах $y = \Delta P$, $x = \text{Lnt}$, должна иметь вид прямой отсекающей на оси y ординату a , значение которой определяется формулой (6.30), и имеющей угловой коэффициент b , определяемый формулой (6.31).

КВД на забое скважины записывается регистрирующим скважинным манометром с автономной или дистанционной записью показаний. Такой манометр, спускаемый на забой скважины до ее остановки, дает запись изменения P_c в функции времени t . Поэтому фактическую кривую $\Delta P(t)$ необходимо перестроить в координаты $\Delta P(\text{Lnt})$ и найти ее постоянные коэффициенты a и b (рис. 6.4). Начальный участок КВД не укладывается на прямую, что связано частично с последующим притоком, о котором было сказано выше, и инерцией масс жидкости, которые вообще не учитываются формулой (6.28).

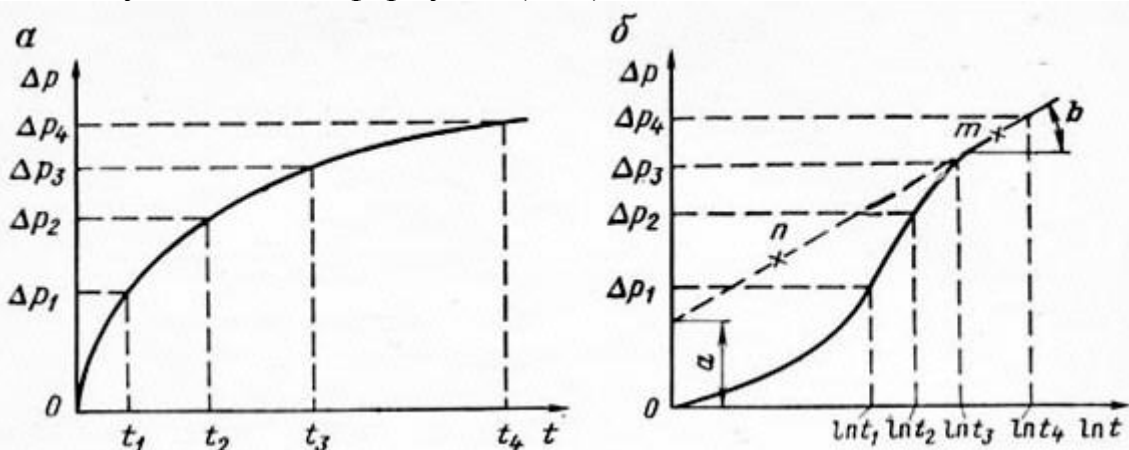


Рис. 6.4. Записанная манометром (а) и перестроенная в полулогарифмические координаты (б) кривая восстановления давления в остановленной скважине

На перестроенной кривой $\Delta P(Lnt)$ отыскивается прямолинейный участок, по двум точкам которого определяется угловой коэффициент

$$b = \frac{\Delta P_1 - \Delta P_2}{Lnt_1 - Lnt_2}. \quad (6.32)$$

Вычислив b , можем определить из формулы (6.31) гидропроводность $\varepsilon = kh/\mu$:

$$\varepsilon = \frac{Q \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot b}. \quad (6.33)$$

Зная ε , легко найти проницаемость k .

Отрезок a на оси ординат можно получить либо графическим построением, либо аналитически. Из формулы (6.29) имеем

$$\frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \text{Ln} \frac{2,25 \cdot \chi}{r_c^2} = \Delta P_i - \frac{Q \cdot \mu \cdot b_H}{4 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot Lnt_i$$

или, подставляя b , получим

$$b \cdot \text{Ln} \frac{2,25 \cdot \chi}{r_c^2} = \Delta P_i - b \cdot Lnt_i, \quad (6.34)$$

ΔP_i и Lnt_i – ордината и абсцисса любой точки прямой. Поделив все на b и разложив логарифмы, можно выражение (6.34) переписать следующим образом:

$$\text{Ln} 2,25 + \text{Ln} \frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\Delta P_i}{b} - Lnt_i$$

откуда

$$\text{Ln} \frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\Delta P_i}{b} - Lnt_i - \text{Ln} 2,25, \quad (6.35)$$

($\text{Ln} 2,25 = 0,80909$). Учитывая, что $\text{Lne} = 1$, можно (6.35) переписать так:

$$\text{Ln} \frac{\chi}{r_c^2} = \text{Lne}^{\frac{\Delta P_i}{b}} - Lnt_i - \text{Ln} 2,25 = \text{Ln} \frac{e^{\frac{\Delta P_i}{b}}}{2,25 \cdot t_i}$$

После преобразования получим

$$\frac{r_c^2}{\chi} = \frac{2,25 \cdot t_i}{e^{\frac{\Delta P_i}{b}}}. \quad (6.36)$$

По формуле (6.36) определяется комплекс r_c^2/χ . Если по другим данным известна пьезопроводность χ , то можно определить приведенный радиус скважины $гпр$, учитывающий гидродинамическое несовершенство скважины, так как известно, что для перехода от совершенной

скважины с радиусом r_c к несовершенной достаточно подставить вместо радиуса скважины $r_{пр}$.

Параметры пласта, определенные по КВД описанным методом, характерны для удаленных зон пласта.

Аналогично методом неустановившихся режимов исследуются нагнетательные скважины. Поскольку в нагнетательных скважинах ствол полностью заполнен жидкостью, то погрешности, связанные с явлениями последующего притока, в данном случае не возникают. Кроме того, отсутствие газированного столба жидкости в скважине позволяет измерять давления непосредственно на устье, добавляя к этим показаниям гидростатическое давление столба жидкости в скважине.

Для снятия КВД нагнетательной скважины, работавшей длительное время с дебитом Q , в принципе достаточно на устье закрыть задвижку, т. е. прекратить закачку и снять кривую падения давления $\Delta P = f(t)$ на устье. Величина ΔP определяется как разность между давлением на устье при установившемся режиме закачки, т. е. давлением нагнетания, и текущим давлением на устье после прекращения закачки.

Обработка полученных данных для определения пластовых параметров не отличается от описанной выше. Аналитический аппарат для обработки результатов исследования добывающих и нагнетательных скважин на неустановившихся режимах, описанный выше, пригоден и для обработки результатов при ступенчатом изменении дебита на величину ΔQ . Ступенчатое изменение дебита может быть достигнуто сменой штуцера или прикрытием задвижки. При этом скважинным манометром фиксируется КВД $\Delta P(t)$ при переходе от начального дебита Q_1 к новому дебиту Q_2 , изменившемуся на величину $\Delta Q = Q_2 - Q_1$. В соответствующие формулы вместо Q необходимо подставить ΔQ . В остальном обработка остается прежней.

Аналогичные приемы используются и для так называемого гидропрослушивания пласта. В этом случае в одной скважине вызывается возмущение, т. е. пуск или остановка (начало закачки или прекращение), а в другой – удаленной или в нескольких скважинах – реагирующих фиксируется изменение давления во времени. Для обработки результатов используется также формула (6.26), причем за величину r принимается расстояние между скважинами, за t – время, истекшее с начала возмущения, а за Q – дебит остановленной добывающей или нагнетательной скважины. Поскольку на подобные возмущения удаленные скважины реагируют слабо, то при гидропрослушивании в реагирующих скважинах замеряют изменения статического уровня с помощью опускаемых приборов – пьезографов.

Ранее было отмечено некоторое несоответствие реально протекающего процесса восстановления давления и закрытия скважины, сопровождаемое последующим притоком, с используемым математическим аппаратом, предусматривающим мгновенную остановку скважины. Для устранения этого несоответствия очень многими исследователями были разработаны методы обработки КВД и ряда других дополнительных данных, позволяющих учитывать последующий приток, вносить поправки в линию $\Delta P(Lnt)$ и существенно увеличить число точек на прямолинейном участке кривой. Для того чтобы обработать КВД с учетом притока, необходимо знать этот последующий приток в функции времени. Его измеряют хорошо оттарированным и достаточно чувствительным скважинным дебитомером. Однако такие измерения можно произвести только в фонтанных и газлифтных скважинах, в которых НКТ свободны для спуска прибора.

Последующий приток можно определить косвенным путем, хотя и менее точно. Для этого после остановки фонтанной или газлифтной скважины с помощью образцовых манометров записываются изменения давления в затрубном пространстве и на устье скважины. Кроме того, имеется КВД, записанная на забое скважины. Разбивая весь процесс восстановления давления на интервалы по времени и располагая указанными выше данными, которые также разбиваются на те же интервалы по времени, а также зная площади сечения кольцевого пространства и НКТ, можно вычислить объемы жидкости, поступившие в кольцевое пространство и НКТ в течение соответствующего интервала времени. Частное от деления приращения объема жидкости на приращение времени дает расход в данный момент времени. По данным расхода вносится поправка $z > 1$ в величину ΔP . Это позволяет поднять точки левой, пониженной части кривой $\Delta P(Lnt)$ и, таким образом, получить большее число точек на прямолинейной части кривой.

Разработано более 30 методов учета последующего притока при исследовании скважин на неустановившихся режимах. Все они достаточно сложны и требуют кропотливой вычислительной и графической работы. Их можно разделить на две группы: дифференциальные методы и интегральные методы.

Первые заключаются в том, что весь процесс восстановления давления разбивается на этапы по времени – шаги, в пределах которых предполагается линейный закон изменения параметров. Для каждого шага вычисляется поправка для Δp .

Вторые также предусматривают разделение процесса на этапы, но при переходе от точки к точке результаты предыдущих шагов суммируются, т. е. интегрируются. Поправка каждой последующей точки оп-

ределяется с учетом предыдущих шагов. Все методы дают некоторый разброс в результатах, но, как правило, разброс точек при дифференциальных методах значительно больше, чем при интегральных.

Исследование на неустановившихся режимах позволяет качественно оценить изменение проницаемости или наличие непроницаемых включений в удаленных областях пласта. Наличие таких аномалий обуславливает вид концевых участков КВД. Увеличение углового коэффициента b на концевых участках соответствует уменьшению проницаемости, уменьшение b – увеличению проницаемости.

6.4. Термодинамические исследования скважин

Известно, что колебания температуры на земной поверхности вызывают изменения температуры на малой глубине. Суточные колебания температуры затухают на глубине менее метра и годовые – на глубине примерно 15 м. Этот уровень называют нейтральным слоем, ниже которого температура постоянна и равномерно нарастает от действия теплового потока, идущего из глубины земли. Общий тепловой поток земного шара составляет 25,12 млрд кДж/с. Для создания такого теплового потока нужно в сутки сжигать 50 млрд м³ метана. Интенсивность или мощность теплового потока q связана простым соотношением с теплопроводностью λ и температурным градиентом $\Gamma = dT/dx$:

$$q = \lambda \cdot \frac{dT}{dx}. \quad (6.37)$$

Если тепловой поток постоянен, то, измеряя распределение температурного градиента, можно оценить значения λ горных пород и дифференцировать их по этой величине. В однородной толще осадочных пород геотерма $T(x)$, стационарного теплового потока будет представляться прямой линией с наклоном, соответствующим температурному градиенту земли $\Gamma = dT/dx$, имеющему различные значения в различных геологических районах земли (в среднем $\Gamma \approx 0,03$ °С/м). При чередовании горизонтальных пластов с различными коэффициентами теплопроводности геотерма стационарного теплового потока земли будет представляться ломаной линией, состоящей из прямолинейных отрезков с различными углами наклона. Чем меньше теплопроводность λ , тем больше наклон линии $T(x)$ против данного прослоя. Отклонения от естественной геотермы $T(x)$ связываются с гидро- и термодинамическими процессами, происходящими в пластах и, что особенно интересно, в продуктивном перфорированном интервале.

Начальная термограмма, замеренная до пуска скважины в работу, дает представление о естественном невозмущенном тепловом поле Земли. Термограмма работающей скважины отражает все тепловые возмущения, вызванные притоком жидкости или ее поглощением, а также изменением их интенсивности. Поэтому основой для выделения продуктивных или поглощающих интервалов, определения их толщины, интенсивности поглощения и выявления общего состояния призабойной зоны являются различия между геотермой и термограммой действующей скважины. Если бы поток имел бесконечно большую скорость, то он достигал бы поверхности без изменения температуры – линия АС₀ на рис. 6.5. Так как его скорость конечна, он успевает охладиться и, начиная с некоторой глубины (точка В на рис. 6.5), термограмма потока перейдет в наклонную линию, параллельную геотерме Т_г. Разница температур Т_п – Т_г = ΔТ установится такой, при которой при данных теплофизических свойствах горных пород потери теплоты в окружающую среду сравниваются с теплотой, принесенной восходящим потоком. Она прямо пропорциональна интенсивности притока или, что то же, скорости восходящего потока и теплоемкости жидкости:

$$\Delta T = T_{п} - T_{г} = a \cdot C \cdot Q , \quad (6.38)$$

где a – коэффициент пропорциональности, характеризующий условие теплообмена; C – теплоемкость жидкости.

При увеличении дебита точка В на соответствующих кривых будет подниматься и при достаточно больших дебитах она может находиться выше устья скважины. Это означает, что стабилизация температурного градиента не успевает наступить при данных гидротермодинамических условиях потока.

Предположим, что на глубине H_2 находится второй пласт (см. рис. 6.5) с таким же дебитом, что и первый пласт, расположенный на глубине H_1 . Оба пласта продуцируют жидкость с одинаковыми теплофизическими свойствами. Термограмма второго потока при неработающем первом (пунктирная линия, идущая от точки А₁) совпала бы с термограммой потока из первого пласта. И, несмотря на большую температуру второго пласта, поток из пласта H_1 и из пласта H_2 на устье имел бы одинаковую температуру.

Аналогично происходят изменения температур и при нагнетании воды в скважину (рис. 6.6). Точка А соответствует температуре нейтрального слоя. Предположим, что закачиваемая вода также имеет эту температуру. Если бы скорость закачки была бесконечно большой, то вода достигла бы забоя без изменения температуры (пунктирная линия АС). Разница в температуре воды и окружающих горных пород с увели-

чением глубины будет расти и вода начнет нагреваться. На некоторой глубине (точка В) теплообменные процессы стабилизируются и термограмма потока T_n практически станет параллельной геотерме T_g . При увеличении расхода точка В на соответствующих кривых будет опускаться, а при очень большом расходе точка В может опуститься ниже пласта H_1 , т. е. стабилизация теплообмена не наступит.

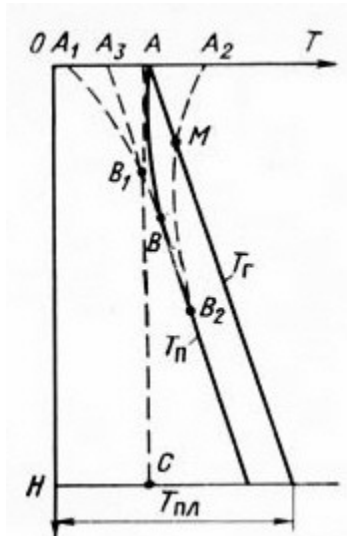


Рис. 6.5. Распределение температуры по стволу скважины: T_g – геотерма; T_n – термограмма

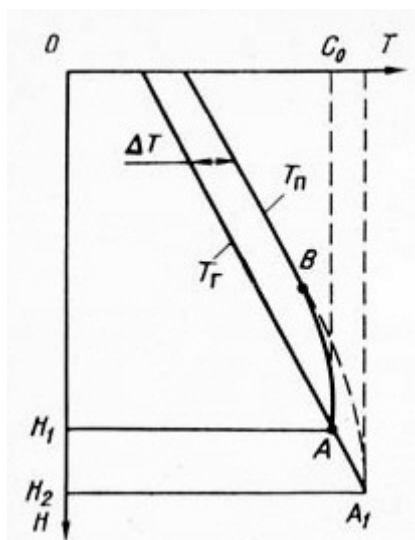


Рис. 6.6. Распределение температуры по стволу нагнетательной скважины: T_g – геотерма – естественное распределение температуры в неработающей скважине; T_n – термограмма – распределение температуры в работающей скважине

При закачке холодной воды (точка A_1) вода начнет нагреваться интенсивнее, так как разница температуры воды и окружающих горных

пород больше. Стабилизация теплообменных процессов наступит раньше и точка B_1 переместится вверх (см. рис. 6.6).

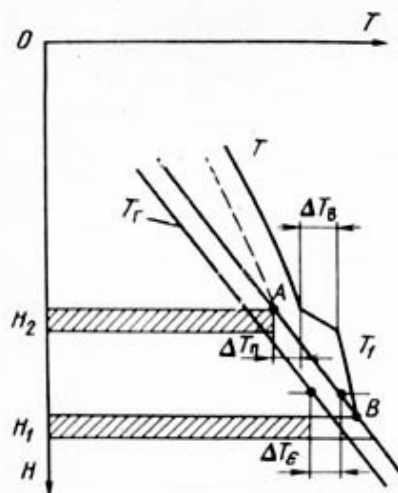


Рис. 6.7. Распределение температуры в скважине с учетом калориметрического эффекта Джоуля – Томсона

При закачке горячей воды (точка A_2) сначала будет происходить передача теплоты от воды к окружающим горным породам. На некоторой глубине термограмма потока T_p пересечет геотерму T_g в точке M , называемой точкой инверсии. Ниже точки M будет происходить нагрев воды. Стабилизация теплообмена наступит на некоторой глубине в точке B_2 ниже которой T_p будет параллельна геотерме T_g . Из этого следует, что возможен случай, когда геотерма и термограмма будут параллельны, начиная с самого устья (точка A_3).

Выше предполагалось, что температура выходящей из пласта жидкости равна пластовой.

Это было бы верно для статических условий, когда нет движения жидкости по пласту. При фильтрации жидкости перепад давлений $\Delta P = P_k - P_c$ расходуется на преодоление сил трения, в результате чего температура вытекающей из пласта жидкости увеличивается по сравнению с геотермальной. При фильтрации газа в отличие от жидкости его температура падает вследствие сильного расширения. Установившееся изменение температуры пластовой жидкости ΔT зависит от перепада давления. Эта зависимость, называемая эффектом Джоуля – Томсона, определяется (в первом приближении) формулой

$$\Delta T = -\bar{\varepsilon} \cdot \Delta P, \quad (6.39)$$

где знак минус означает, что падению давления соответствует повышение температуры; ε – интегральный коэффициент Джоуля–Томсона, который в практическом диапазоне изменения давлений можно считать постоянным.

Для воды $\varepsilon = 0,24 \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C/Па}$; для нефтей $\varepsilon = (0,41 - 0,61) \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C/Па}$, для газов $\varepsilon = -(2,55 - 4,08) \cdot 10^{-6} \text{ }^\circ\text{C/Па}$.

Это означает, что при депрессиях порядка 10 МПа нефть может иметь температуру на 4 – 6 $^\circ\text{C}$ выше геотермальной. Таким образом, за счет эффекта Джоуля – Томсона геотерма при фильтрации жидкости должна сдвинуться вправо, в сторону увеличения температуры на величину $\Delta T_{\text{ж}}$, а при движении газа – влево на величину $\Delta T_{\text{г}}$, так как произойдет снижение температуры, которое иногда может быть очень существенным (25–40 $^\circ\text{C}$).

Современные скважинные электротермометры имеют погрешность порядка 0,1 $^\circ\text{C}$. Поэтому дроссельные эффекты могут сравнительно просто регистрироваться и учитываться. При одновременной работе нескольких пластов или пропластков их продукция, имеющая различную температуру, смешивается, обуславливая калориметрический эффект и скачкообразное изменение температуры потока смеси (рис. 6.7). Амплитуда этого скачка зависит от исходных температур смешивающихся потоков, от их расходов и теплоемкостей и определяется калориметрической формулой, предполагающей равенство отданной и полученной теплоты:

$$\Delta T_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}} \cdot Q_{\text{в}} = \Delta T_{\text{п}} \cdot C_{\text{п}} \cdot Q_{\text{п}}, \quad (6.40)$$

где $\Delta T_{\text{в}}$ – понижение температуры восходящего потока в интервале смешения; $\Delta T_{\text{п}}$ – повышение температуры присоединяющегося потока; C, Q – теплоемкости и расходы соответственно (индекс в относится к восходящему потоку нижнего пласта, индекс п означает присоединяемую жидкость верхнего пласта).

На рис. 6.7 показан ход термограмм с учетом калориметрического эффекта при смешивании потоков.

$T_{\text{г}}$ – геотерма статического состояния без учета нагрева жидкости за счет дроссельного эффекта.

ΔT_{ε} – смещение температур (увеличение) за счет дроссельного эффекта Джоуля – Томсона.

A – исходная точка термограммы $T_{\text{г}}$ верхнего пласта H_2 при условии, что нижний не работает.

T_1 – термограмма нижнего пласта H_1 также с учетом дроссельного эффекта ΔT_{ε} .

B – исходная точка термограммы T_1 нижнего пласта H_1 с учетом дроссельного эффекта.

$\Delta T_{\text{в}}$ – понижение температуры восходящего потока в зоне смешения.

$\Delta T_{\text{п}}$ – повышение температуры потока, присоединяющегося из верхнего пласта H_2 .

T – действительная термограмма обоих потоков после смешения.

Поскольку температурные скачки в зоне смешения зависят от расходов [см. формулу (6.40)], то, измерив эти скачки, можно определить расходы. Другими словами, термограмму можно интерпретировать как дебитограмму, позволяющую не только выделять продуктивные интервалы, но и определить их притоки.

Из равенства (6.40) следует

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{в}} \cdot \frac{\Delta T_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}}{\Delta T_{\text{п}} \cdot C_{\text{п}}}, \quad (6.41)$$

Здесь $Q_{\text{в}}$ – расход восходящего потока в колонне до его смешивания с присоединяемым потоком $Q_{\text{п}}$.

Выше кровли верхнего пласта расход будет равен сумме $Q = Q_{\text{п}} + Q_{\text{в}}$. Откуда

$$Q_{\text{в}} = Q - Q_{\text{п}}. \quad (6.42)$$

Подставляя (6.42) в (6.41), получим

$$Q_{\text{п}} = (Q - Q_{\text{п}}) \cdot \frac{\Delta T_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}}{\Delta T_{\text{п}} \cdot C_{\text{п}}}. \quad (6.43)$$

Решая (6.43) относительно искомого $Q_{\text{п}}$, получим

$$Q_{\text{п}} = Q \cdot \frac{\Delta T_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}}{\Delta T_{\text{п}} \cdot C_{\text{п}} + \Delta T_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}}}. \quad (6.44)$$

Таким образом, для определения присоединяемого расхода $Q_{\text{п}}$ необходимо измерить Q – расход жидкости в колонне выше кровли присоединяемого пласта; $\Delta T_{\text{в}}$ – температурный скачок в зоне смешения потоков, т. е. охлаждение восходящего потока против присоединяемого пласта; $\Delta T_{\text{п}}$ – увеличение температуры потока присоединяемого пласта, измеренное как разность температуры у кровли пласта и условной геотермы, т. е. геотермы, исправленной на дроссельный эффект (см. рис. 6.7); $C_{\text{в}}$ и $C_{\text{п}}$ – теплоемкости. Совершенно очевидно, что при повышении чувствительности скважинного термометра и его разрешающей способности возможности термометрических исследований скважины расширятся. В настоящее время имеются скважинные термометры-дебитометры, основанные на принципе охлаждения нагретой электропроводкой спирали, омываемой потоком жидкости. Охлаждение спирали тем интенсивнее, чем интенсивнее расход жидкости. Можно экспериментально установить зависимость между температурой спирали и расходом жидкости.

Таким термодобитомером вдоль исследуемого интервала снимаются две термограммы: обычная, когда нагретая спираль подвергается воздействию потока, и геотерма в остановленной скважине, которая показывает изменение температуры нагретой спирали в зависимости от глубины. По разности показаний этих двух термограмм и с помощью калибровочных кривых определяется изменение расхода вдоль исследуемого интервала.

Преимуществами такого термодобитомера являются его малые размеры, возможность спуска на тонком одножильном кабеле КОБД-4, отсутствие необходимости использования пакерующих устройств. Такой термодобитомер позволяет фиксировать приток из каждого действующего перфорационного отверстия.

Этим не исчерпываются возможности термометрических исследований скважин. Изучение изменения температуры на забое скважины при изменении режима ее работы содержит в себе возможности термозондирования пласта для определения его параметров. В этом отношении температурные изучения газовых скважин, в которых эффект Джоуля – Томсона обуславливает более сильные температурные изменения, достигающие 40 °С, дают более надежные результаты таких исследований.

6.5. Скважинные дебитометрические исследования

При добыче нефти очень редко приходится эксплуатировать однородные, монолитные, насыщенные нефтью пласты. Обычно на забое скважины имеются несколько перфорированных интервалов, соответствующих отдельным пластам или пропласткам, вскрытым общим фильтром. Даже если вскрывают один пласт, то работающая толщина такого пласта никогда не равна интервалу перфорации. Отмечены такие факты, когда при нескольких метрах перфорированного интервала весь дебит скважины был получен из короткого интервала толщиной в несколько десятков сантиметров. В нагнетательных скважинах также толщины действительно работающих интервалов могут сильно отличаться от вскрытых.

Для добычи нефти и разработки нефтяного месторождения необходимо знать: отдающие продукцию интервалы, долю работающих интервалов от общей толщины пласта; поглощающие интервалы в нагнетательных скважинах; распределение нагнетаемого агента по интервалам, доленое участие пропластков в суммарной продукции скважин; распределение интенсивности притока или поглощения вдоль интервала вскрытия; состав продукции, поступающей в скважину из того или ино-

го интервала; степень выработанности запасов нефти из отдельных пропластков, вскрытых общим фильтром, степень компенсации закачкой отобранной нефти; необходимость воздействия на призабойную зону скважины для стимулирования отдачи или поглощения пластов, а также результаты воздействия, параметры отдельных пропластков; долю работающих интервалов от общей толщины пласта или пропластка; поглощающие интервалы в нагнетательных скважинах; поглотительную способность каждого интервала; доленое участие различных интервалов или отдельных участков данного интервала в суммарной продукции скважины; как распределяется интенсивность притока или поглощения вдоль интервала вскрытия; состав продукции, поступающей в скважину из того или иного интервала (наличие обводненных или частично обводненных пропластков); степень выработанности запасов нефти из отдельных пропластков или пластов, вскрытых общим фильтром: степень компенсации закачкой отобранной нефти из тех или иных пропластков или пластов; интервалы, требующие воздействия кислотой, гидравлического разрыва или дополнительной перфорацией для стимулирования их работы на отдачу или на поглощение; результаты воздействия на призабойную зону геолого-технических мероприятий по интенсификации притока или поглощения; пластовые параметры отдельных пропластков, индикаторные линии и статические давления в этих пропластках. Ответы на перечисленные вопросы могут быть получены с помощью дебитометрических исследований скважины опускаемым на кабеле скважинным прибором – дебитомером для добывающих и расходомером для нагнетательных скважин. При перемещении такого прибора вдоль вскрытого интервала скважины получается информация о распределении интенсивностей притока или поглощения вдоль перфорированного участка пласта.

Принципы измерения расхода жидкости при притоке или при поглощении могут быть различными, но можно представить, что в приборе имеется вертушка (лопастное колесо), число оборотов которой пропорционально расходу протекающей жидкости. Обороты вертушки можно трансформировать в электрические импульсы, которые по кабелю передаются на поверхность и фиксируются специальным прибором – счетчиком импульсов.

Частота импульсов, пропорциональная расходу, может трансформироваться в ток или напряжение и подана на стрелочный прибор, градуированный в единицах объемного расхода. Глубина спуска прибора и ее изменение при перемещении прибора также фиксируется соответствующим устройством. В результате получается зависимость притока или поглощения от глубины спуска прибора, т. е. дебитограмма.

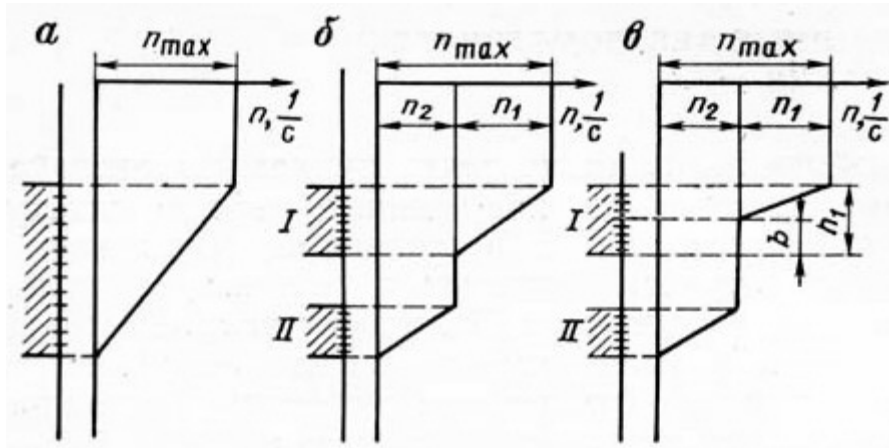


Рис. 6.8. Диаграмма интенсивности притока:
а – равномерный приток по всей толщине пласта; *б* – равномерный приток при работе двух пластов; *в* – неравномерный приток при работе двух пластов (часть пласта II не работает)

Допустим, что спускаемый дсбитомер дает показания о расходе жидкости в виде числа импульсов и едппцу времени n , пропорционального расходу. При исследовании таким дебитомером однородного пласта, в котором по всей толщине интенсивность притока одинаковая, получится диаграмма (рис. 6.8, *а*). Очевидно, в этом случае дебитомер, спущенный ниже подошвы пласта, где скорость восходящего потока равна нулю, покажет $n = 0$.

При подъеме дебитомера приток будет нарастать, и выше кровли исследуемого пласта число импульсов будет максимально. На рис. 6.8, *б* представлена дебитограмма, когда пласт I и пласт II дают одинаковые притоки $n_1 = n_2$, $n_1 + n_2 = n_{\max}$ и каждый из этих пластов показывает одинаковую интенсивность притока всей работающей толщины. Из рис. 6.8, *в* можно видеть, что в пласте II вся толщина работающая и производительность этого пласта, характеризуемая частотой импульсов n_2 , составляет долю от суммарной производительности обоих пластов равную,

$$\delta_{II} = \frac{n_2}{n_1 + n_2} = \frac{n_2}{n_{\max}} .$$

Из этой дебитограммы можно установить, что часть перфорированной толщины пласта I не работает. Толщина неработающего интервала равна b при общей толщине h_1 . Поэтому охват пласта по толщине процессом вытеснения в районе данной скважины будет равен

$$\beta = \frac{b}{h_1} .$$

На дебитограммах отражаются интервалы не только притока, но и поглощения, т. е. с помощью скважинных дебитомеров можно обнаружить внутрискважинные перетоки и определить их интенсивность. По данным дебитометрических исследований скважин на нескольких установившихся режимах можно определить коэффициенты продуктивности отдельных пластов, построить для них индикаторные линии и определить пластовые давления для каждого пласта. Это позволяет глубже изучить гидромеханику работы такой сложной неоднородной многопластовой системы.

С этой целью при каждом установившемся режиме работы скважины, что характеризуется стабильностью ее дебита, проводятся дебитометрические измерения, на основании которых определяются дебиты каждого пласта Q_I , Q_{II} и Q_{III} и т. д. Одновременно манометром измеряется забойное давление, соответствующее первому режиму работы скважины. Эти данные могут быть получены и с помощью комплексного скважинного прибора, измеряющего одновременно расход, давление и другие величины, как, например, температуру и содержание воды в потоке. Сменой штуцера или прикрытием задвижки на устье скважины устанавливается второй режим, при котором также определяются дебитомером профили притока и новое забойное давление. Такие измерения можно повторить при нескольких режимах. Замеренные при разных режимах забойные давления можно пересчитать на глубины, соответствующие серединам работающих интервалов каждого пласта, т. е. учесть различие глубин залегания пластов и спуска манометра. Однако для разности забойных давлений такие пересчеты не потребуются, так как разность давлений остается неизменной. Коэффициенты продуктивности вычисляются как частное от деления изменения дебита на изменение давления при переходе от одного режима к другому. Например, для первого пласта коэффициент продуктивности будет равен

$$K_I = \frac{(Q_I)_1 - (Q_I)_2}{(P_c)_1 - (P_c)_2}.$$

Аналогично могут быть вычислены коэффициенты продуктивности II и III пластов

$$K_{II} = \frac{(Q_{II})_1 - (Q_{II})_2}{(P_c)_1 - (P_c)_2}, \quad K_{III} = \frac{(Q_{III})_1 - (Q_{III})_2}{(P_c)_1 - (P_c)_2}$$

Здесь Q_I , Q_{II} , Q_{III} , P_c – дебиты и забойные давления, I, II и III пластов соответственно. Индексы 1 и 2 означают первый и второй режимы. В случае поглощения жидкости каким-либо пластом дебит при поглощении берется со знаком минус, а при вычислении коэффициента продуктивности в числителе дроби берется алгебраическая разность дебитов.

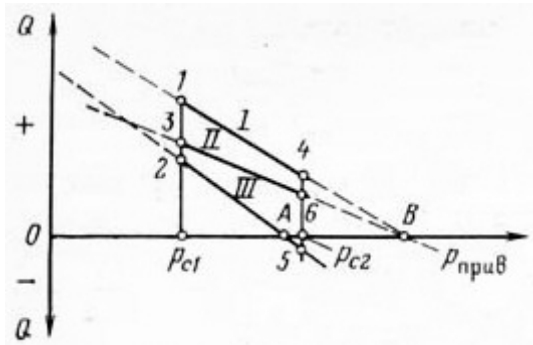


Рис. 6.9. Индикаторные линии трехпластовой системы

При исследовании скважин на нескольких режимах, имея результаты дебитометрических измерений, можно для каждого пласта построить индикаторную линию. Для удобства сопоставления таких индикаторных линий и решения некоторых вопросов совместной работы таких многопластовых систем, вскрываемых общим фильтром, целесообразно пользоваться приведенными забойными давлениями (рис. 6.9).

На рис. 6.9 точками 1, 2 и 3 отмечены дебиты I, II и III пластов соответственно при первом установившемся режиме работы скважины, имеющие общую абсциссу – приведенное забойное давление $P_{с1}$. Точками 4, 5, 6 отмечены дебиты соответственно I, II и III пластов при втором режиме с приведенным забойным давлением $P_{с2}$.

Как видно из рисунка, дебит пласта III при давлении $P_{с2}$ имеет отрицательное значение (точка 5). Соединяя точки прямыми, т. е. предполагая линейный закон фильтрации во всем диапазоне дебитов, и экстраполируя эти прямые до пересечения с осью давлений, получим приведенные пластовые давления. Для пластов I и II индикаторные линии пересеклись в одной точке B. Следовательно, приведенное пластовое давление в этих двух пластах одинаковое, что является косвенным указанием на их гидродинамическую связь. Индикаторная линия пласта III пересекла ось P в точке A, абсцисса которой есть приведенное пластовое давление пласта III, которое меньше пластового давления в пластах I и II (точка B). Этим и объясняется поглощение жидкости пластом III при забойных давлениях, превышающих пластовое в пласте III.

При наличии данных исследования на трех и более режимах можно получить как прямолинейные, так и криволинейные индикаторные линии. Для определения действительных пластовых давлений в каждом пласте, залегающем на разных гипсометрических отметках, необходимо сделать пересчет от приведенных давлений к давлениям, соответствующим глубинам залегания пластов.

Аналогичные исследования и обработка результатов могут быть выполнены и для нагнетательных скважин. Для правильных количественных измерений дебитомерами последние оборудуются специальными легкими пакерами зонтичного типа, перекрывающими кольцевой зазор между дебитомером и обсадной колонной и управляемыми обычно с поверхности по электрическому кабелю. Такие пакеры направляют весь восходящий поток жидкости через вертушку или другой измерительный элемент прибора. Поэтому профиль притока снимается не непрерывно, а ступенчато при раскрытии пакера на каждой ступени. Иногда ограничиваются установкой дебитомера с раскрытием пакера только у верхних перфорационных отверстий каждого перфорированного интервала. При такой методике исследование упрощается, но распределение притока вдоль перфорированного интервала данного пласта не замеряется. Современные скважинные приборы являются комплексными и одновременно регистрируют такие параметры, как расход, давление, температуру, содержание воды в потоке, а также местоположение нарушения сплошности металла стальных труб. Примером такого многофункционального дистанционно управляемого с пакерующим устройством аппарата является отечественный комплексный глубинный прибор «Поток-5». За один спуск такого прибора в скважину получают информацию о пяти параметрах, в том числе о глубине спуска башмака НКТ. Дебитометрические исследования достаточно просто производить в фонтанных и газлифтных скважинах, в которых внутреннее сечение НКТ открыто и глубинный прибор беспрепятственно может быть спущен в фильтровую часть обсадной колонны. Что касается подобных исследований в скважинах, оборудованных ПЦЭН и ШСН, то в них такие исследования почти неосуществимы. В этом отношении имеются случаи спуска дебитомера на кабеле вместе с насосным оборудованием и НКТ. После пуска скважины и окончания дебитометрических исследований для извлечения прибора снова приходится извлекать колонну НКТ и насосное оборудование, причем нередко случаи повреждения и даже обрыва кабеля во время спуско-подъемных работ.

6.6. Техника и приборы для гидродинамических исследований скважин

Приборы спускают в скважины без остановки их работы. Поскольку доступ к забою через НКТ возможен в фонтанных и газлифтных скважинах, на устьях которых всегда имеется давление, иногда очень значительное, то измерительные приборы в действующую скважину вводят через лубрикатор (рис. 6.10), который состоит из корпуса 1, ус-

танавливаемого на верхний фланец буферной задвижки 2 арматуры устья скважины. Размеры корпуса должны позволять размещение в нем спускаемого прибора 3. На верхнем конце корпуса имеется сальниковое устройство 4 и кронштейн 5, удерживающий направляющий ролик 6. Лубрикатор имеет спускной краник 7 и уравнивательный отвод 8.

Лубрикатор устанавливают при закрытой задвижке 2 без нарушения режима фонтанной или газлифтной скважины, нефть из которой поступает непрерывно в боковой отвод 9. Перед спуском прибора в скважину отворачивается сальниковая крышка 4, через которую продевается кабель или проволока.

Глубинный прибор с присоединенной проволокой опускают в корпус лубрикатора, после чего заворачивают сальниковую крышку 4. Проволока заправляется на направляющий ролик 5 и идет к барабану подъемной лебедки транспортируемой на автомашине.

После зарядки лубрикатора открывается задвижка 2, давления уравниваются; после чего прибор спускают в скважину. Длина смотанной с барабана проволоки или кабеля измеряется специальным измерительным роликом, соединенным со счетчиком, показывающим глубину спуска прибора. После измерений прибор извлекается в обратном порядке. Сначала он вводится в корпус лубрикатора, затем закрывается задвижка 2 и после уравнивания давления с помощью крана 7 открывается сальниковая крышка и прибор извлекается на поверхность.

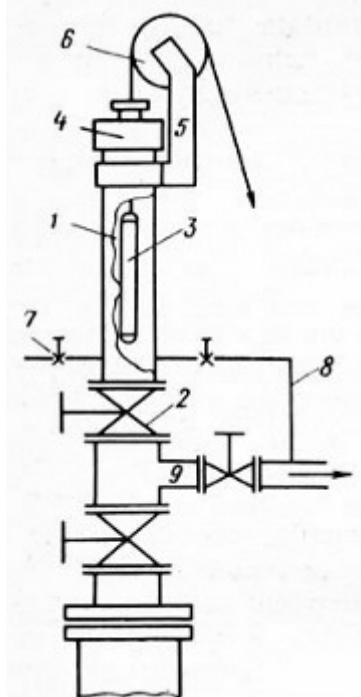


Рис. 6.10. Лубрикатор

Для насосной эксплуатации имеются малогабаритные лубрикаторы. Такие лубрикаторы устанавливаются эксцентрично на верхнем фланце насосной устьевого арматуры и предназначены для спуска в кольцевое пространство насосных скважин малогабаритных скважинных манометров с наружным диаметром менее 28 мм. Спуск измерительных приборов в скважины, работающие с дебитом более 300–400 т/сут (зависит еще и от газового фактора), обычно вызывает затруднения, так как встречный поток жидкости из-за гидравлических сопротивлений, вызываемых наличием прибора, препятствует его спуску. В подобных случаях к глубинным приборам подвешивают грузовую штангу. При очень больших дебитах, перед спуском прибора, прикрытием выкидной задвижки или регулируемого штуцера дебит уменьшают до такого, при котором спуск прибора становится возможным. После спуска прибора ниже башмака НКТ, где скорость восходящего потока мала, работу скважины снова переводят на прежний режим.

Однако такое нарушение может отразиться на измеряемых параметрах, поэтому после такой операции скважине необходимо дать возможность выйти на установившийся режим. Многие скважинные приборы (манометры, термометры, пробоотборники) имеют автономную регистрацию измеряемых параметров внутри самого прибора. Такие аппараты спускаются на стальной (из прочной тигельной стали) проволоке диаметром 1,6–2,2 мм. Проволока не должна иметь скруток и спаек, так как должна беспрепятственно проходить через сальник лубрикатора. Все приборы с дистанционной регистрацией показаний и дебитометры с дистанционным управлением раскрытия и закрытия пакера спускаются на тонком электрическом кабеле.

Скважинные исследования большей частью заключаются в измерениях забойных давлений с помощью манометров. Существует много типов скважинных манометров, но наиболее простым и распространенным является манометр скважинный геликсный (МГН-2) с автономной регистрацией (рис. 6.11, а). Чувствительным элементом в этом манометре является многовитковая пустотелая плоская пружина-геликс 1, заполненная под вакуумом легким маслом. При давлении внутри пружины каждый виток, как и в обычном манометре, разворачивается на некоторый угол вокруг вертикальной оси. Последний верхний заглушенный виток поворачивается на угол, равный сумме углов поворота всех витков. На верхнем витке укреплено легкое царапающее перо 2, угол поворота которого пропорционален давлению. Нижний конец геликсной пружины сообщается с сильфоном 3 (эластичная металлическая гармошка), исполняющим роль разделителя жидкостей. Сильфон также заполнен маслом. Он омывается скважинной жидкостью, давле-

ние которой без потерь передается через сиффон жидкости внутри геликса.

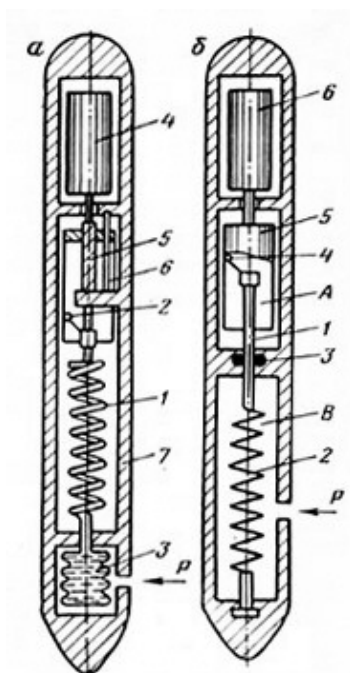


Рис. 6.11. Принципиальные схемы геликсного (а) и поршневого (б) скважинных манометров

Регистрирующая часть состоит из следующих элементов. Часовой механизм 4 приводит во вращательное движение ходовой винт 5, который сообщает регистрирующей каретке 6 равномерное поступательное движение. Поэтому вертикальное перемещение каретки пропорционально времени, истекшему с момента пуска часового механизма на поверхности перед герметизацией прибора.

Все детали манометра, за исключением сиффона, заключены в прочный герметичный корпус 7, внутри которого сохраняется атмосферное давление. Камера, где помещен сиффон, сообщается через отверстие с наружной средой. Обычно в нижней части прибора в специальной камере помещается обыкновенный максимальный термометр для регистрации температуры на забое скважин и внесения температурных поправок в показания манометра.

На внутренней стороне каретки (стакана) укладывается бланк из специальной бумаги, на которой острие царапающего пера оставляет тонкий след при ничтожно малом трении. Перо пишет дугу, пропорциональную давлению, при непрерывно перемещающейся каретке. Таким образом, на бумажном бланке остается запись в координатных осях P и t (давление и время). Расшифровка записи, т. е. измерение ординат (P), осуществляется на оптических столиках с микрометрическими винтами.

Скважинные манометры должны иметь малый диаметр и практически неограниченную длину. В то же время они должны обладать большой точностью измерений, так как не так важно знать точное абсолютное давление, как важно точно знать изменение этого давления при измерении, например, депрессии или при снятии КВД.

Техническая характеристика манометра МГН-2

Диаметр, мм	32
Длина, мм:	
без утяжелителя	1565
с утяжелителем	2285
Масса, кг	
без утяжелителя	6
с утяжелителем	12,5
Пределы измеряемого давления в зависимости от установленного геликсного блока, МПа	10 – 100
Рабочая температура, °С	До 160
Рабочее перемещение пера, мм	До 55
Рабочее перемещение каретки, мм	До 120
Время рабочего перемещения каретки, ч	До 16
Порог чувствительности в % от предела измерения, не более %	0,2
Класс точности прибора (при отсчете на измерительном микроскопе с использованием тарировочных таблиц и введении температурных поправок)	От 0,25 до 0,4

Имеются манометры так называемого поршневого типа МГП (рис. 6.11, б), чувствительным элементом в которых является шток-поршень 1, растянутый пружиной 2. Шток проходит через сальник 3, разделяющий две камеры. В верхней камере А – атмосферное давление. Нижняя камера В сообщается с внешней средой. Разность давлений в камерах действует на сечение поршня-штока 1, который при своем перемещении растягивает пружину. В атмосферной камере на конце штока имеется перо 4, прочерчивающее на бумажном бланке вертикальную линию, равную перемещению штока, и пропорциональную давлению в нижней камере. Бумажный бланк укреплен на внутренней поверхности стакана-каретки 5, которая медленно вращается от часового механизма 6. Нижняя камера может быть заполнена маслом и отделена от скважинной жидкости сильфоном. Преимуществом такой конструкции манометра является возможность получения при малом диаметре прибора больших перемещений штока, а следовательно, и возможность получения более четких записей. Однако трение в самоуплотняющемся сальнике, выдерживающем весь перепад давления, препятствует перемещению штока и обуславливает погрешность. Для снижения трения в саль-

нике в некоторых конструкциях штоку придается постоянное вращательное движение.

Дифференциальный манометр предназначен для более точного измерения давления в скважине, начиная с заданной величины, зависящей от давления зарядки измерительной камеры прибора. В принципе это тот же поршневой манометр, в верхней камере которого не атмосферное давление, а давление зарядки. Очевидно, если давление зарядки сделать 10 МПа, то шток начнет перемещаться только при давлениях, превышающих 10 МПа. Таким образом, весь полезный ход штока останется для записи давления, превышающего 10 МПа.

Малогабаритные манометры. Существует большое число так называемых малогабаритных скважинных приборов для гидродинамических исследований в скважинах. Внешний диаметр таких приборов 18–22 мм. Длина от 0,7 до 2 м. Эти приборы созданы для измерений через кольцевое

Техническая характеристика МММ-1

Пределы измерения давления, МПа	5 – 100
Рабочая температура, °С	20 – 100
Погрешность измерения, %	±1,5
Питание прибора	Постоянный ток 24 В
Канал связи	Одножильный бронированный кабель КОБДФМ-2 (каротажный)
Частота выходного сигнала, кГц	8 – 90
Индикация на поверхности	Цифропечать во вторичной аппаратуре
Диаметр, мм	18
Длина, мм	810
Масса, кг	1

пространство между обсадной колонной и НКТ. Подвеска НКТ в таких случаях должна осуществляться на эксцентричном фланце. Причем в колоннах диаметром 146 мм должны быть спущены 60-мм НКТ, в колоннах диаметром 168 мм – 73-мм НКТ. Примером такого прибора может служить манометр магнитоупругий малогабаритный МММ-1 для измерения давлений на забое скважины через кольцевое пространство.

Большим достоинством прибора МММ-1 являются его малые размеры. Прибор спускается в кольцевое пространство через малогабаритный устьевой лубрикатор, эксцентрично расположенный на устьевом фланце.

Техническая характеристика РН-26

Допустимое рабочее давление, МПа	До 20
Допустимая рабочая температура, °С	До 80
Кабель для спуска	КОБДФМ-2
Диапазоны измерений расхода, м ³ /сут:	
первый	3,6 – 36
второй	14 – 144
Диаметр, мм	26
Длина, мм	1440
Масса, кг	36
Напряжение, В:	
для открытия пакера	+30
для закрытия пакера	-30
для измерения	-6
Максимальный диаметр раскрытия пакера, мм:	
для 146-мм колонны	135
для 168-мм колонны	155

Техническая характеристика ДВ-28

Диапазоны измерения расхода, м ³ /сут:	
первый	3,6 – 36
второй	14,4 – 144
Погрешность измерения расхода, %	±5
Диапазон измерения влагосодержания, %	0 – 60
Погрешность измерения влагосодержания, %	±6
Кабель для спуска	КОБДФМ-2
Напряжение, В:	
для открытия пакера	+30
для закрытия пакера	- 30
для измерения	+18
Максимальный диаметр раскрытия пакера:	
для 146-мм колонны	135
для 168-мм колонны	155
Диаметр, мм	28
Длина, мм	1960

Это позволяет исследовать скважины, оборудованные ШСН и имеющие давление в затрубном пространстве.

Разработан малогабаритный глубинный расходомер РН-26 для снятия профилей притока, спускаемый через кольцевое пространство, снабженный управляемым с поверхности пакером. Принцип измерения – преобразование расхода протекающей жидкости в электрические импульсы, частота которых пропорциональна расходу.

Имеются комбинированные приборы ДВ-28 для измерения расхода и его изменения вдоль ствола скважины и одновременного измерения влагосодержания протекающей жидкости. Прибор может использоваться для гидродинамических исследований насосных скважин, устье которых оборудовано эксцентричной планшайбой.

Существует комплексный глубинный аппарат «Поток-5», одновременно измеряющий 5 параметров.

В приборе измеряемые на забое параметры преобразуются в непрерывный частотный электрический сигнал, передаваемый на поверхность по одножильному бронированному кабелю КОБДФМ-2. Регистрируемыми параметрами являются давление на глубине спуска прибора, температура, расход жидкости, соотношение нефти и воды в потоке, местоположение нарушений сплошности металла труб.

Прибор состоит из пяти функционально независимых преобразователей измеряемых параметров в частотный сигнал и дистанционно управляемого пакерующего устройства. Все устройства объединены в три узла: термоманометрический – для измерения температуры и давления; потокометрический – для измерения общего расхода жидкости и содержания в ней воды; локаторы сплошности металла труб. «Поток-5» рассчитан на работу в среде с температурой не более 100 °С.

Диапазон измеряемых давлений зависит от типа геликоидальной пружины с верхним пределом 25 или 40 МПа.

Диапазон измеряемых расходов при полном раскрытии пакера зависит от комплектации измерительной части преобразователя струнной подвеской, при диаметре струны 0,6 мм диапазон измеряемого расхода от 8 до 100 м³/сут, при диаметре струны 0,37 мм – от 6 до 60 м³/сут. Диапазон измерения обводненности продукции скважины составляет от 0 до 100 %.

Размеры: диаметр 40 мм, длина 2900 мм. Масса 15 кг.

Напряжение питания (постоянный ток) в режиме управления пакером ±27 В («плюс» – открытие, «минус» – закрытие), в режиме измерения параметров ±33 В, в режиме переключения работающего узла ±70В.

Наличие локатора сплошности позволяет обнаружить перфорационные отверстия, интервал перфорации (начало, конец) и таким образом «привязать» измеряемые параметры непосредственно к перфорированным интервалам. Это существенное достоинство аппарата «Поток-5». Поверхностная регистрирующая аппаратура и питающие устройства – стандартные, входящие в комплект промысловой автоматической исследовательской станции «АНСТ».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.– 816 с.
2. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
3. Техника и технология добычи нефти: учебник для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Ахметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев / под ред. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
4. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г. Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования. – М.: Недра, 1974.
5. Валиханов А.В., Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З. Подземный ремонт насосных скважин. – М.: Недра, 1978.
6. Григорян А.Г. Прострелочные и взрывные работы в скважинах. – М.: Недра, 1980.
7. Казак А.С., Рост Н.И., Чичеров Л.Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1973.
8. Казак А.С. Новое в развитии техники и технологии механизированных способов добычи нефти. – М.: Изд-во ВНИИОЭНГ, 1974.
9. Муравьев В.М. Спутник нефтяника. – М.: Недра, 1977.
10. Петров А.И. Глубинные приборы для исследования скважин. – М.: Недра, 1980.
11. Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974.
12. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту скважин / А.Д. Амиров, А.К. Карапетов, Ф.Д. Лемберанский. – М.: Недра, 1979.
13. Техника и технология добычи нефти и газа / И.М. Муравьев, М.Н. Базлов, А.И. Жуков и др. – М.: Недра, 1971.
14. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. – М.: Недра, 1965.
15. Шашин В.Д. Нефтяники страны. – М.: Недра, 1976.
16. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
17. Середа Н.Г., Сахаров В.А., Тимашев А.Н. Спутник нефтяника и газовика: справочник. – М.: Недра, 1986. – 325 с.

18. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справочное руководство в 2-х томах / под ред. Ю.П. Кортаева, Р.Д. Маргулова. – М.: Недра, 1984. – 360 с.

19. Гуревич Г.Р., Брусиловский А.И. Справочное пособие по расчету фазовых состояний и свойств газоконденсатных смесей. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

20. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра, 1987. – 347 с.

21. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. учебник для вузов. – Уфа: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.

Учебное издание

АРБУЗОВ Валерий Николаевич

ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Часть 1

Учебное пособие

Издано в авторской редакции

Научный редактор
*доктор технических наук,
профессор А.Т. Росляк*


**Отпечатано в Издательстве ТПУ в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета**

Подписано к печати xx.xx.2011. Формат 60x84/16. Бумага «Снегурочка».
Печать XEROX. Усл. печ. л. 11,63. Уч.-изд. л. 10,52.
Заказ xxx-11. Тираж 100 экз.



Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Система менеджмента качества
Издательства Томского политехнического университета сертифицирована
NATIONAL QUALITY ASSURANCE по стандарту BS EN ISO 9001:2008



ИЗДАТЕЛЬСТВО  ТПУ. 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30
Тел./факс: 8(3822)56-35-35, www.tpu.ru