

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
УХТИНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

А.А. Мордвинов

**ОСВОЕНИЕ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
СКВАЖИН**

Учебное пособие

Допущено Учебно-методическим объединением вузов Российской Федерации по нефтегазовому образованию в качестве учебного пособия для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению “Нефтегазовое дело” и специальностям “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”, “Бурение нефтяных и газовых скважин”

Ухта 2004

УДК 622.276.031
М 79

Мордвинов А.А. Освоение эксплуатационных скважин: Учебное пособие.
– Ухта: УГТУ, 2004. – 107 с., ил.

ISBN 5-88179-334-X

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, обучающихся по направлению “Нефтегазовое дело” и специальностям “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений” и “Бурение нефтяных и газовых скважин”. Представляет интерес для слушателей институтов повышения квалификации, магистров, аспирантов, инженеров, преподавателей.

В учебном пособии рассмотрены причины снижения проницаемости породы в призабойной зоне пласта, технология способов и расчеты при вызове притока из пласта в скважину, методики оценки гидродинамического совершенства скважин.

Рецензенты: кафедра разработки нефтяных и газовых месторождений Пермского государственного технического университета и главный инженер – первый заместитель директора по производству филиала ООО “ЛУКОЙЛ–КОМИ” института “ПЕЧОРНИПИНЕФТЬ” Смолин В.В.

© Ухтинский государственный
технический университет, 2004

© А.А. Мордвинов, 2004

ISBN 5-88179-334-X

ВВЕДЕНИЕ

Основой нефтегазодобывающего предприятия является эксплуатационный фонд скважин. Как известно [16], в нефтегазовой отрасли по назначению скважины подразделяются на поисковые, разведочные, эксплуатационные (прил. 1). На отечественных промыслах эксплуатационный фонд скважин составляет около 140 тысяч единиц. Ежегодно строятся и сдаются в эксплуатацию многие сотни новых скважин. Большое количество скважин ежегодно останавливается на проведение подземного ремонта.

Скважина – это сложное и очень дорогостоящее горно-техническое сооружение, предназначенное для работы в сложных условиях в течение десятков лет. Весь срок жизни эксплуатационной скважины, с известной долей условности, можно поделить на следующие периоды:

- строительство (бурение, спуск обсадных колонн, крепление обсадных колонн);
- подготовка к эксплуатации (перфорация, конструирование забоя, освоение);
- эксплуатация;
- ликвидация.

В течение каждого периода на скважине проводится определенный комплекс работ. В скобках указаны наиболее крупные, по мнению автора, комплексы работ, характерные для первых двух периодов жизни скважины.

Учебное пособие посвящено освоению эксплуатационных скважин. Комплекс работ по освоению находится между бурением скважины и ее эксплуатацией. Практика показала, что такие работы как вскрытие продуктивного пласта бурением и перфорацией, спуск и крепление обсадных колонн, подземный ремонт, как правило, снижают

продуктивную характеристику пласта. Поэтому в процессе освоения скважин можно или исправить негативные последствия предыдущих работ, или еще ухудшить продуктивную характеристику пласта и скважины. Время, отводимое проектами на освоение скважин, исчисляется часами и сутками. Время предстоящей работы скважин – десятки лет. Низкое качество освоения – это низкая продуктивность скважины, это ненадежная работа скважины, это, если так можно выразиться, «больная» скважина на многие годы.

На основании ознакомления с доступной информацией сложилось мнение, что в настоящее время отсутствует учебник или учебное пособие для вузов, где достаточно полно было бы изложено современное состояние вопросов по освоению скважин. Данное учебное пособие предназначено восполнить этот пробел в обучении студентов высших учебных заведений. Учебное пособие также будет полезным слушателям институтов и факультетов повышения квалификации, магистрам, аспирантам, преподавателям, работникам буровых и нефтегазодобывающих предприятий и научно-исследовательских организаций.

В учебниках, в учебных пособиях, в научно-технической литературе по нефтегазовому делу не всегда соблюдается единообразие в применяемой терминологии. Случается, что один и тот же термин имеет разное толкование. Это вносит известную путаницу и осложняет учебный, научный и производственный процессы. В этой связи первый раздел учебного пособия автор посвятил терминологии, где приведены основные понятия и определения, связанные с освоением скважин. В прил. 2 представлены, например, определения термина «освоение скважин» из четырех учебников для вузов. В этих определениях можно обнаружить даже некоторую неодинаковость в перечне видов работ, относящихся к освоению скважин. В правилах разработки месторождений [16] вскрытие продуктивных пластов перфорацией и освоение скважин рассматриваются как разные комплексы работ. Здесь же указывается, что в процессе освоения скважин осуществляется комплекс исследований (прил. 3). В последней редакции правил безопасности [15] (прил. 4) освоение и испытание объединены в одном подразделе, но не объяснено, что понимается под термином «испытание».

Во втором разделе описаны основные причины снижения проницаемости породы в призабойной зоне пласта. Значительное внимание уделено конструкциям забоев скважин, а также новым глубокопроникающим перфорационным системам, способным создавать перфорационные каналы с глубиной пробития до одного метра, обеспечивать за один спуск достаточно высокую плотность перфорации, щадяще воздействовать на обсадную колонну и цементное кольцо.

Третий раздел является основным. Он содержит основу – технологию и технику освоения скважин. Рассмотрены сущность, достоинства и недостатки основных способов вызова притока. Показано

влияние депрессии на эффективность освоения и дальнейшей работы скважин. Даны методики расчетов основных способов вызова притока. Входящие в формулы величины имеют размерность в соответствии с Международной системой единиц (СИ), которой необходимо пользоваться во всех областях науки и техники и в учебном процессе. В этой связи в прил. 5 помещены основные единицы СИ, а в прил. 6 – соотношения между единицами физических величин основных систем единиц. В этом же разделе рассмотрены методы воздействия на призабойную зону пласта и забой скважины и основные методы гидродинамических исследований нефтяных скважин. Классификация методов воздействия дана в соответствии с основными фундаментальными науками.

Завершается учебное пособие разделом о гидродинамическом совершенстве скважин. В заключительном разделе дано понятие о гидродинамическом совершенстве скважин, а также изложены основные методики, по которым может быть оценено гидродинамическое совершенство скважин.

В учебном пособии использован опыт более чем 30-летнего преподавания автором различных нефтегазовых дисциплин в высшем учебном заведении. Ряд положений учебного пособия автор обсуждал с работниками нефтегазопромысловых и буровых предприятий.

Автор благодарит сотрудников кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений и подземной гидромеханики Наталью Гаврилину, Ольгу Глушкову и Наталью Пономареву за техническую помощь при подготовке учебного пособия к печати.

1. ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В процессе обучения важную роль играют изначальные понятия, которые бы корректно и полно характеризовали предмет изучения. Очень важно, чтобы каждое понятие и определение имело однозначность в толковании.

Освоение скважины – это комплекс технологических работ по:

- вызову притока из пласта;
- восстановлению (при необходимости) проницаемости породы призабойной зоны пласта (ПЗП);
- установлению технологического режима эксплуатации скважины.

Освоение скважины – важный этап при подготовке ее к эксплуатации. От вида и качества проведенных работ при освоении в значительной степени будет зависеть степень гидродинамической связи скважин с пластом, качественные и количественные характеристики профиля притока в скважину, длительность работы скважины без осложнений, надежность функционирования конструкции забоя скважины, надежность и долговечность самой скважины. Выбор технологии освоения скважины должен тесно увязываться с геолого-физической характеристикой пласта, с фильтрационным и напряженным состоянием призабойной зоны. Фильтрационное состояние призабойной зоны, как известно, формируется в процессе первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта, существенно изменяется при проведении подземных ремонтов скважин, постепенно изменяется в процессе обычной эксплуатации скважин.

Первичным называется вскрытие продуктивного пласта бурением (разбуривание пласта).

Вторичным называется вскрытие продуктивного пласта перфорацией. Конструкции скважин, в большинстве случаев, предусматривают наличие против продуктивного пласта зацементированной обсадной эксплуатационной колонны. Применением перфораторов создаются отверстия в стенке обсадной колонны, каналы в

цементном кольце и в породе пласта для вторичного обеспечения гидродинамической связи скважины с продуктивной толщей пласта.

В перечень основных работ при подготовке скважины к эксплуатации, вводимой из бурения, могут быть включены следующие виды работ:

- перфорация скважины и конструирование забоя скважины;
- спуск в скважину колонны насосно-компрессорных труб (НКТ);
- установка устьевой (фонтанной или иной) арматуры и ее обвязка;
- вызов притока из пласта с применением, при необходимости, методов воздействия на призабойную зону;
- проведение гидродинамических исследований скважины и установление нормы отбора;
- кратковременная пробная эксплуатация скважины.

Задачей гидродинамических методов исследования скважин является изучение коллекторских, фильтрационных, геометрических и других свойств проницаемых пластов. По результатам гидродинамических исследований скважин оценивается их гидродинамическое совершенство и устанавливается норма отбора из пласта. Норма отбора определяет количество флюида, которое притекает в скважину при обоснованно установленной депрессии. По норме отбора устанавливается технологический режим эксплуатации скважины.

Технологический режим эксплуатации скважины – это дебит, состав продукции, давление и температура на устье скважины. В технологический режим также включаются параметры работы оборудования, которое обеспечивает тот или иной способ эксплуатации скважины (давление закачки и количество закачиваемого в скважину газа, например, при газлифтном способе эксплуатации, число качаний в минуту и длина хода полированного сальникового штока при эксплуатации нефтяных скважин штанговыми скважинными насосами и т.п.). Установленные на устье параметры технологического режима эксплуатации определяют условия движения продукции скважин от устья до забоя и условия притока флюида в добывающую скважину (или условия приемистости скважины нагнетательной).

Строящаяся скважина имеет устье (часть скважины, находящейся на дневной поверхности), забой (дно), стенку (боковая цилиндрическая поверхность) и ствол (часть скважины между устьем и забоем). В практике же эксплуатации скважин под забоем чаще подразумевается часть скважины в интервале вскрытия продуктивного пласта. Ту часть скважины, которая находится ниже нижних перфорационных отверстий в обсадной колонне, принято называть зумпфом.

Скважины в течение всего срока жизни неоднократно подвергаются ремонтным работам (подземный ремонт скважин). Все ремонтные работы, в зависимости от их характера и сложности, разделяются на текущий и капитальный ремонты скважин. При подготовке скважин к подземному ремонту в большинстве случаев осуществляется задавка пласта. Задавка пласта (или глушение скважин) требуется для безопасного ведения ремонтных работ на скважине. Задавочные агенты в той или иной степени взаимодействуют с породой призабойной зоны пласта и флюидом, насыщающим эту зону, в результате чего продуктивная характеристика этой части пласта ухудшается, а это, в свою очередь, очень существенно снижает степень гидродинамического совершенства скважины. Нередко после подземных ремонтов скважину снова приходится осваивать, проводя при этом полный или частичный комплекс работ, относящихся к освоению.

2. ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОДЫ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА

Реализуемые на практике технологии бурения и подготовки скважин к эксплуатации часто приводят к существенному снижению проницаемости породы в призабойной зоне. Во время эксплуатации скважин в призабойной зоне также возникают различные осложнения. Рассмотрим причины и следствия проблемы изменения проницаемости породы в призабойной зоне – самой важной части пласта, оказывающей решающее влияние на продуктивную характеристику скважин.

2.1. Снижение проницаемости при вскрытии продуктивного пласта бурением

Традиционная технология бурения продуктивной толщи заключается в том, что первичное вскрытие пласта ведется на репрессии с использованием для промывки скважины бурового раствора на водной основе.

Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности, введенными в действие 01.12.00 г., установлено, что плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (внутрипоровое) давление на величину:

- от 10 до 15 % для скважин глубиной до 1200 м, но не более 1,5 МПа;
- от 5 до 10 % для скважин глубиной до 2500 м, но не более 2,5 МПа;
- от 4 до 7 % для скважин глубиной более 2500 м, но не более 3,5 МПа.

В действительности репрессии на продуктивные пласты оказываются существенно большими из-за дополнительных давлений от динамических процессов, возникающих при движении бурового раствора или бурового инструмента в стволе скважины. Бывают случаи, когда при бурении сознательно завышается плотность бурового раствора.

Возникающий на забое скважины избыток давления приводит к дополнительной фильтрации бурового раствора в пласт. Время и величина репрессивного воздействия на пласт зависят от технологии вхождения в продуктивную толщу, от свойств бурового раствора и других факторов. Чаще продуктивный пласт разбуривают и обсаживают колонной, не перекрывая предварительно вышележащие породы. Реже вскрывают пласт бурением одного или нескольких стволов, предварительно спустив до кровли пласта обсадную колонну. В последнем случае негативное воздействие на пласт обычно бывает меньше.

Для уменьшения фильтрации и загрязняющего воздействия раствора на пласты бурение следует вести на равновесии, используя для этого нефтяные эмульсии или суспензии, газированные жидкости или пены, а также переходить на продувку скважины газообразными агентами. Тем не менее, даже при применении технологии бурения на равновесии, вода из эмульсии, пены, тумана также может впитываться в продуктивную толщу под действием капиллярных и осмотических сил.

Коллекторские свойства пород в призабойной зоне изменяются в результате физического и физико-химического воздействия.

Физическое воздействие оказывают:

- разгрузка горного массива скважинной выработкой;
- противодействие столба бурового раствора;
- гидродинамические условия на забое скважины;
- фильтрация технологических (бурового, цементного, перфорационного, задавочного) растворов;
- температурный режим в скважине;
- движущиеся бурильная колонна и породоразрушающий инструмент.

Влияние физико-химических факторов проявляется через химические реакции и действие адсорбционных (в основном, гидратационных), капиллярных, диффузионных и электрокинетических сил.

Буровые растворы в большинстве случаев представляют собой суспензии тонкодисперсных минеральных (глинистых) частиц в воде и водных растворах солей и полимеров. Одной из важнейших функций бурового раствора является образование на стенке скважины малопроницаемой корки в результате процесса фильтрации раствора по поровому пространству пород разбуриваемых проницаемых пластов, поскольку проницаемая горная порода в рассматриваемом процессе играет как бы роль фильтра по отношению к буровому раствору. Параметры глинистой корки бывают примерно следующие: толщина от 2 до 8 мм, а проницаемость на несколько порядков меньше проницаемости пород продуктивного пласта.

Образующаяся на поверхности проницаемых пород фильтрационная корка с одной стороны многократно снижает дальнейшее проникновение бурового раствора в пласт, а с другой – препятствует надежному

разобшению пластов при цементировании обсадной колонны. Удаление корки могло бы способствовать повышению качества цементирования. Механическое удаление глинистой корки, как правило, не дает ожидаемого результата, а химическое удаление ее практически осуществить очень трудно. В этой связи большое значение приобретает проблема повышения качества вскрытия пластов и надежности крепления скважин за счет регулирования коркообразующих свойств растворов.

В результате процесса проникновения буровых растворов в продуктивные нефтегазонасыщенные пласты вокруг скважины формируются зона кольматации (зона внутренней глинизации породы) и зона проникновения. Зона кольматации образуется за счет попадания в поровое пространство пласта твердой фазы раствора, а зона проникновения – за счет проникновения жидкой фазы (фильтрата). В гранулярных коллекторах при правильном подборе бурового раствора и технологии бурения глубина зоны кольматации обычно не должна превышать 30 мм, а глубина зоны проникновения – первых десятков сантиметров. При наличии в породе естественных или искусственно созданных (например, за счет больших репрессий давления) трещин глубина проникновения раствора в пласт может достигать десятков метров.

Характер кольматации породы существенно зависит от минеральной природы дисперсной фазы буровых суспензий. Глинистые частицы имеют, как правило, наименьшую проникающую способность, но, попадая в поровое пространство, образуют очень прочные связи с поверхностью стенок пор по сравнению с другими типами дисперсной фазы (мел, мелкокристаллический гипс и т.п.).

Проникновение в породу фильтратов буровых растворов на водной основе сопровождается следующими физико-химическими явлениями в пористой среде:

- увеличением количества связанной воды;
- набуханием глинистого материала породы пласта;
- образованием эмульсий;
- взаимным замещением фаз;
- образованием в поровом пространстве нерастворимых осадков.

Поступая в призабойную зону пласта, водный фильтрат бурового раствора оттесняет в глубь пласта углеводороды. Соотношение фаз в призабойной зоне изменяется в сторону увеличения водонасыщенности, что приводит к уменьшению относительной проницаемости для первоначально насыщающих коллектор флюидов. Взаимное вытеснение в пористой среде системы несмешивающихся жидкостей будет также определяться поверхностными явлениями. При этом величина возникающих капиллярных давлений может быть такой, что некоторые поровые каналы могут оказаться закупоренными заземленными капельками (глобулами) воды.

В случае гидрофильных пород или их гидрофилизации проникающий в пласт фильтрат образует на стенках поровых каналов слой связанной воды. Обладая существенно большей вязкостью, значительной сдвиговой прочностью связанная вода уменьшает живое сечение пор в породе. Если в пласте содержатся глинистые частицы, то их гидратация сопровождается набуханием. Набухание глин ведет к уменьшению пустотного пространства в породе.

Набухание глинистых частиц, входящих в состав коллектора, может явиться серьезной причиной снижения его проницаемости. Это может произойти в том случае, когда глинистые частицы войдут в контакт с водной средой, отличающейся по химическому составу от той, в которой они находились в равновесии. Степень влияния набухания глин на проницаемость пласта будет зависеть от минералогического состава глины, ее количества и характера распространения в коллекторе, размера пор и структуры порового пространства, химического состава остаточной воды, контактируемой с глинистыми частицами, химического состава проникающего фильтрата, длительности контактирования пресного фильтрата с глинистыми частицами. Монтмориллонитовые глины, например, набухают существенно больше, чем глины каолинитовые.

Проникающий в пласт водный фильтрат часто является причиной образования в пласте стойких эмульсий, которые могут сильно затруднить приток нефти и газа к скважине. Эмульсии обладают высокой вязкостью и тиксотропными свойствами, а в состоянии покоя могут больше походить на упругий гель, чем на жидкость. Благоприятные условия образования прямых или обратных эмульсий создаются при непрерывном движении раздела нефть-вода в порах различной формы при постоянно меняющемся сечении поровых каналов. Эти же условия приводят к взаимному замещению фаз. Взаимному диспергированию нефти и воды в поровом пространстве призабойной зоны способствует длительный контакт нефти с водой при периодически меняющемся давлении на забое скважины. Наличие в фильтрах буровых растворов и в нефтях природных и привнесенных эмульгаторов органического и неорганического происхождения способствует образованию стойких (плохоразделяющихся) эмульсий. Смесь воды и нефти в виде прямой или обратной эмульсии может задавливаться в пласт из бурящейся скважины. Эти эмульсии получают во время механического разрушения нефтенасыщенной породы долотом.

Возможность образования нерастворимых осадков в поровом пространстве коллектора при взаимодействии ионов растворимых солей, содержащихся в пластовых водах, с ионами солей, содержащихся в фильтрах буровых растворов, также вполне вероятно и подтверждается проведенными исследованиями. Твердые осадки также могут образовываться в результате взаимодействия гуматов, содержащихся в фильтрах буровых растворов, обработанных углещелочным реагентом

(УЦР). В результате окислительных реакций выпадение нерастворимых осадков возможно из нефтей.

Во время строительства и эксплуатации скважин происходит изменение напряженного состояния пород в призабойной зоне, приводящее, как правило, к уменьшению поперечного размера поровых каналов и трещин. Значительное снижение проницаемости породы может наблюдаться из-за снижения растворяющей способности нефти по отношению к асфальтосмолопарафиновым фракциям при изменении термодинамических условий в призабойной зоне пласта (охлаждение и другие причины).

Таким образом, описанные физические и физико-химические условия и воздействия, сопровождающие процессы разбухания продуктивной толщи, могут значительно уменьшать продуктивную характеристику призабойной зоны пласта. В промысловой практике даже имеют место случаи полной потери гидродинамической связи пласта и скважины.

Упрощенная схема забоя и призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением приведена на рис. 2.1.

2.2. Снижение проницаемости при спуске и цементировании обсадной эксплуатационной колонны

Конструкция скважины определяется количеством, диаметром и глубиной спуска обсадных колонн, диаметрами ствола скважины для каждой из обсадных колонн, интервалами цементирования обсадных колонн. В большинстве скважин продуктивные толщи перекрываются обсадной колонной. Заколонное пространство обсадных колонн заполняется специальными цементными растворами, которые со временем затвердевают, чтобы обеспечить герметичное и прочное крепление. Стенки скважины становятся устойчивыми, перетоки флюидов из одних пластов или пропластков в другие предотвращаются, если качество цементирования высокое.

При спуске обсадных колонн в скважину за счет поршневого эффекта забойное давление возрастает и раствор, заполняющий скважину, будет более интенсивно фильтроваться в пласт. Степень увеличения забойного давления определяется скоростью спуска и компоновкой низа движущейся обсадной колонны (конструкция башмака, наличие или отсутствие обратного клапана).

Для приготовления цементных растворов применяются так называемые тампонажные материалы, из водных суспензий которых при затвердевании образуется практически непроницаемое твердое тело.

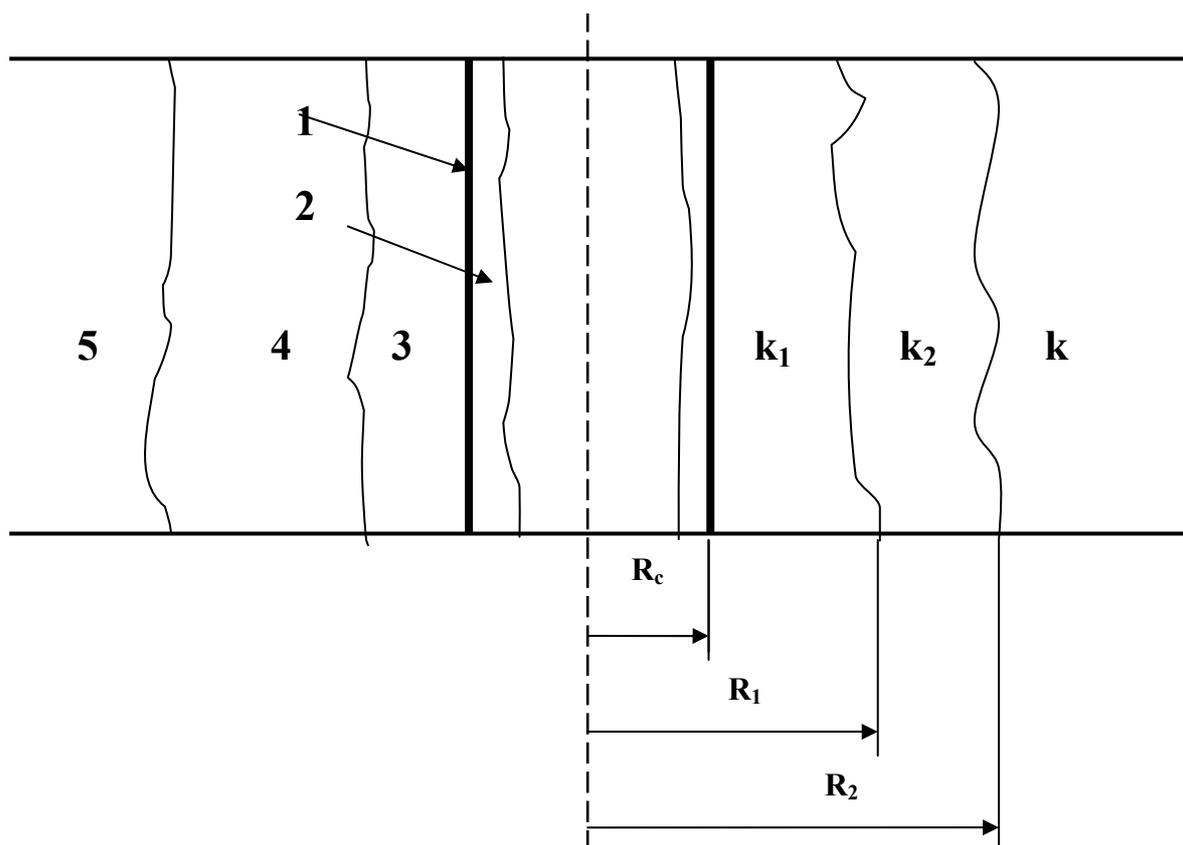


Рис.2.1. Схема призабойной зоны после вскрытия продуктивного пласта бурением:

1 – стенка ствола скважины; 2 – глинистая корка; 3 – зона кольтматации; 4 – зона проникновения фильтрата бурового раствора; 5 – «чистый» пласт; k – проницаемость породы пласта естественная; k_1 - проницаемость породы пласта в зоне кольтматации; k_2 – проницаемость породы пласта в зоне проникновения.

Прокачка цементных растворов по обсадным трубам и продавка по затрубному пространству сопряжены с очень большими затратами давления на трение. Это связано с большой плотностью необлегченных цементных растворов (от 1800 до 2000 кг/м³), получаемых из базовых тампонажных материалов, и их низкой подвижностью. Причем подвижность цементных растворов со временем быстро уменьшается. Возникающие очень большие давления при продавке цементных растворов могут приводить к раскрытию существующих трещин или разрыву продуктивных толщ по наиболее проницаемым слоям и уходу цементных растворов в пласт. В результате наиболее продуктивные интервалы пласта цементируются и совершенно исключаются из числа продуктивных, т.к. восстановить их проницаемость в дальнейшем не представляется возможным. Застывание или твердение цементного раствора сопровождается отфильтровыванием из него лишней воды, которая не участвует в гидратации. Количество этой воды может превышать 20 % от массы используемой твердой фазы (цементного порошка). Эта лишняя жидкость полностью уходит в проницаемые толщи, еще больше увеличивая водонасыщенность породы призабойной зоны. Растворенные в фильтрате цементных растворов вещества при определенных условиях могут выпадать в осадок или кристаллизоваться в поровом пространстве пласта.

2.3. Конструкции эксплуатационных забоев скважин

Под конструкцией забоя скважины принято понимать комбинацию обсадных колонн и фильтров в интервале продуктивного пласта.

Конструкция забоя должна отвечать требованиям сохранения естественной фильтрационной характеристики породы продуктивного пласта и обеспечивать:

- устойчивость ствола скважины;
- разобщение пропластков, насыщенных разными по составу и свойствам флюидами;
- возможность проведения поинтервального воздействия на породу призабойной и удаленной зон пласта;
- возможность проведения ремонтных работ;
- возможность возврата на пропущенные или законсервированные продуктивные пласты;
- длительную эксплуатацию скважины на оптимальных технологических режимах работы.

Таким образом, правильно выбранная конструкция эксплуатационного забоя скважины сможет обеспечить оптимальные условия вызова притока из пласта в скважину, потенциальные дебиты на установленном технологическом режиме эксплуатации скважины, а также технологические работы в скважине без осложнений. При

конструировании забоев следует учитывать местоположение скважины на залежи и специфические особенности самой залежи.

Принципиально эксплуатационные забои скважин можно классифицировать следующим образом:

- открытый забой без фильтра;
- открытый забой с фильтром;
- закрытый забой без фильтра;
- закрытый забой с фильтром.

Закрытый забой, в отличие от открытого, предполагает наличие против продуктивного пласта зацементированной обсадной колонны. В качестве обсадной колонны здесь может выступать хвостовик, если он зацементирован. Под фильтром здесь понимается какое-либо устройство, находящееся на забое (изготовленное на поверхности или на забое скважины) с целью ограничения разрушения слабосцементированных пород продуктивного пласта и предотвращения выноса в скважину частичек породы пласта.

Одной из составных частей качественной подготовки скважин к эксплуатации является правильный выбор конструкции эксплуатационного забоя для каждой конкретной скважины. На выбор конструкции эксплуатационного забоя оказывают влияние многие факторы. Основными из них являются:

- тип, состав и степень однородности породы пласта;
- тип порового пространства породы;
- устойчивость породы к разрушению;
- величина проницаемости породы;
- наличие или отсутствие подошвенных вод или газовой шапки;
- наличие или отсутствие близко расположенных других напорных пластов;
- технология разбуривания продуктивного пласта.

Применение открытого забоя целесообразно, если порода пласта однородная и прочная. Если порода прочная, но неоднородная, то уже следует применять закрытый забой.

К прочным относятся породы, которые при эксплуатации скважин сохраняют устойчивость и не разрушаются под действием фильтрационных потоков и вертикальной составляющей горного давления. К слабосцементированным относят породы, продукты разрушения которых потоком флюидов привносятся в скважины.

Порода считается устойчивой к разрушению, если прочность ее при одноосном сжатии удовлетворяет условию:

$$y_{сж} > 2 \left[\frac{H}{1-H} (c_{п} \cdot g \cdot H - P_{пл}) + (P_{пл} - P_{заб}) \right], \quad (2.1)$$

где $\sigma_{сж}$ - предел прочности пород продуктивного пласта при одноосном сжатии;
 ν - коэффициент Пуассона, учитывающий относительные деформации породы по осям нагружения;
 $\rho_{п}$ - средняя плотность вышележащих пластов;
 g - ускорение свободного падения;
 H - глубина залегания продуктивного пласта;
 $P_{пл}$ - пластовое давление;
 $P_{заб}$ - забойное давление.

Средние значения коэффициента Пуассона для некоторых горных пород приведены ниже:

Песчаники	0,30
Песчаные сланцы	0,25
Глины пластичные	0,41
Глины плотные	0,30
Глинистые сланцы	0,25
Известняки	0,31

Часто на месторождениях отдельные пласты объединяются в эксплуатационные объекты. Одной сеткой скважин такие эксплуатационные объекты могут разрабатываться или отдельно, или совместно, или совместно-раздельно. Это обстоятельство также накладывает свои условия на выбор конструкции забоев скважин.

На рис. 2.2 показаны основные схемы конструкции эксплуатационного забоя скважин и условиях их применения. Представленные схемы достаточно наглядны и понятны.

Рассмотрим процесс конструирования эксплуатационного забоя скважин еще с такой позиции. С точки зрения современных способов вскрытия продуктивных пластов резонно выделить два принципиально отличающихся друг от друга варианта первичного вскрытия пласта, также определяющих конструкцию забоя скважин. Эти варианты, принципиально, рассмотрим на примере очень похожих и находящихся рядом схем *е* и *ж* (рис. 2.2).

По первому варианту (схема *е*) продуктивный пласт разбуривают на всю толщину, не перекрывая предварительно вышележащие породы колонной обсадных труб. Технология бурения в этом случае определяется не столько индивидуальными свойствами продуктивного пласта, сколько свойствами и характеристикой вышележащих горизонтов. Наиболее распространенной конструкцией скважины по этому варианту является спущенная обсадная эксплуатационная колонна, зацементированная через башмак на необходимую высоту для перекрытия вышележащих водо-, нефте- или газопроявляющих горизонтов и перфорированная против продуктивного пласта.

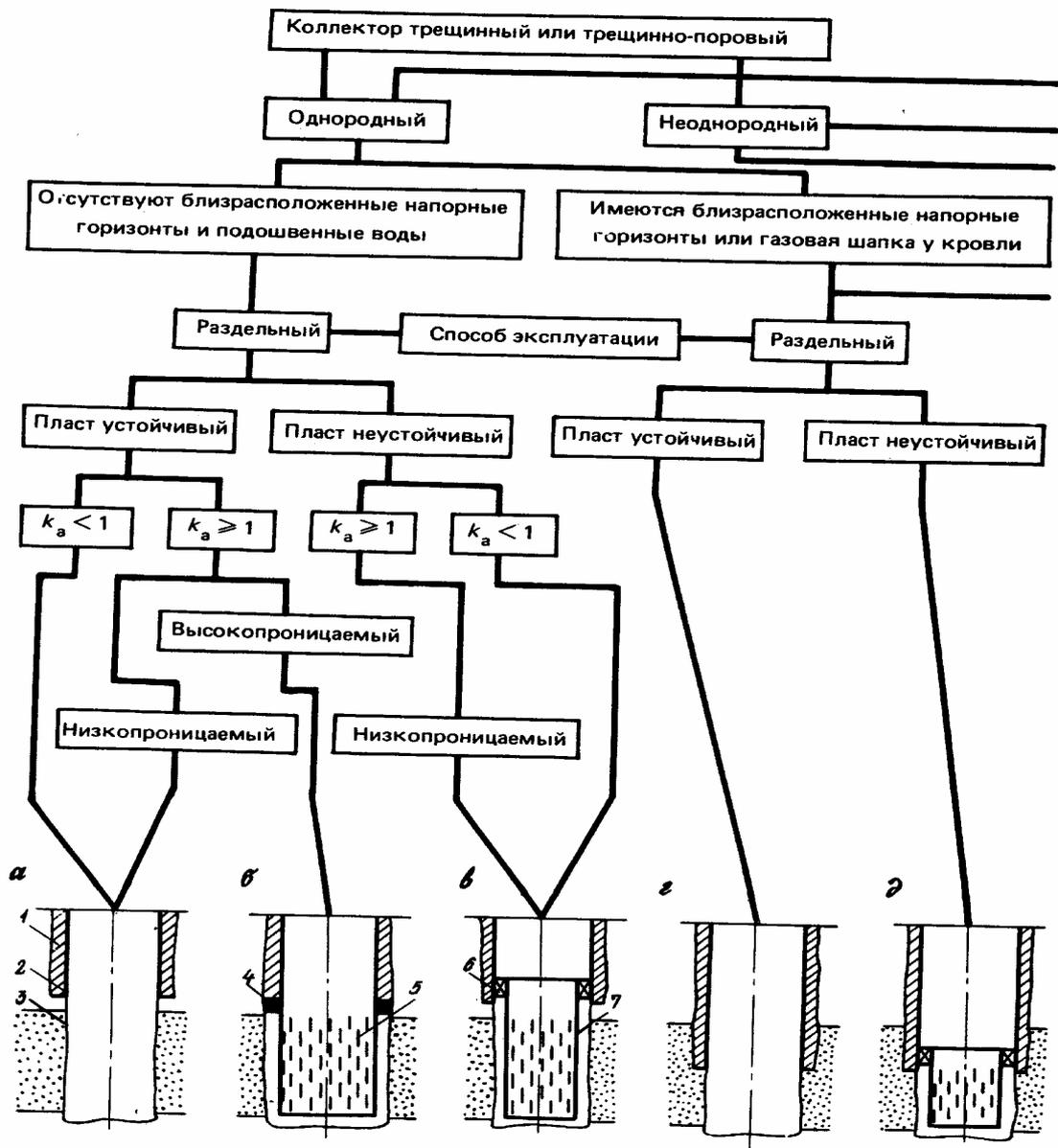
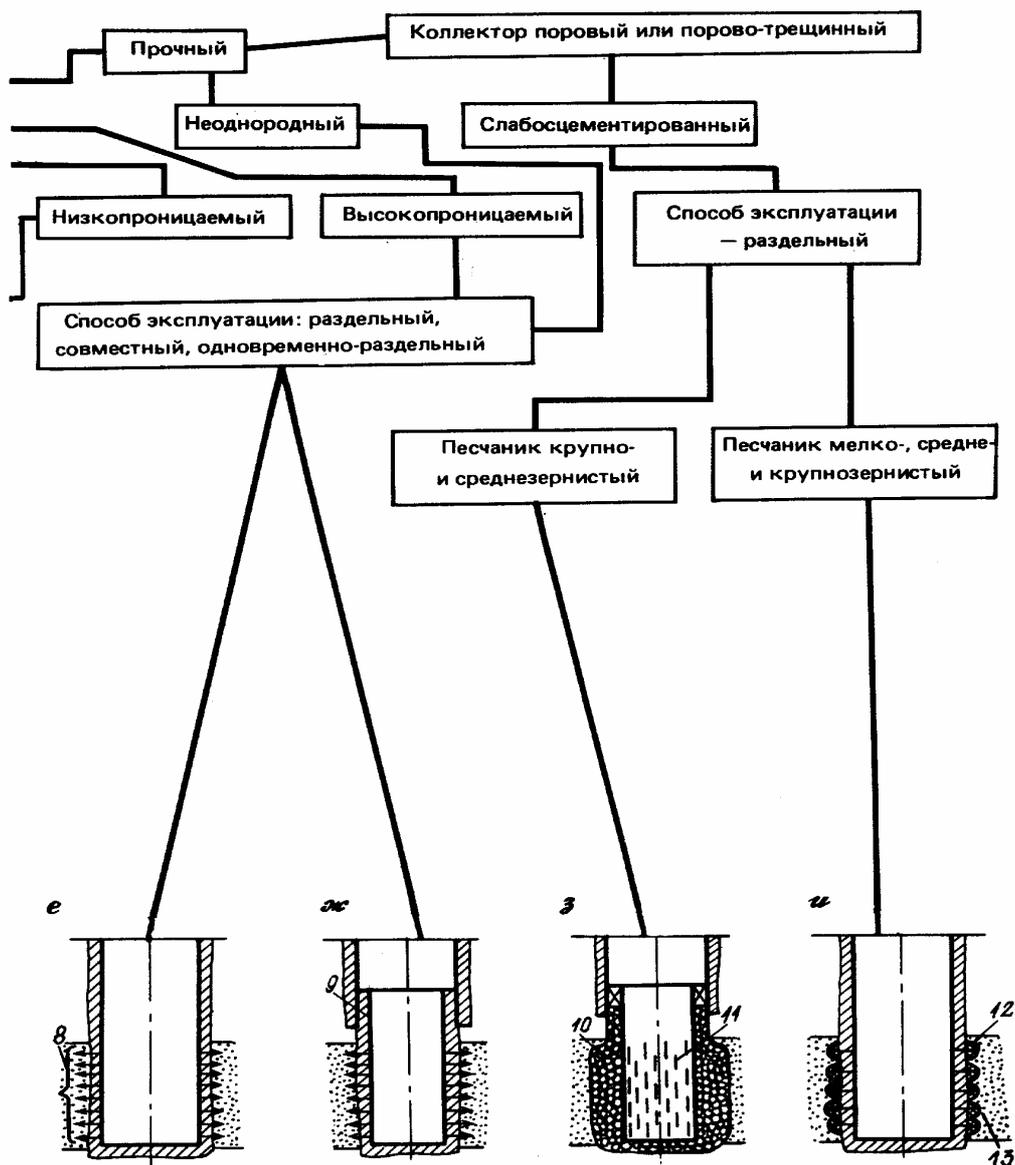


Рис. 2.2. Основные конструкции эксплуатационного забоя

1 – цементный камень; 2 – эксплуатационная колонна; 6 – пакер или устройство для подвески фильтра; 8 – перфорационные отверстия; 11 – корпус гравийного фильтра; 13 – продуктивный пласт;



скважин и условия их применения:

- 3 – открытый забой скважины; 4 – пакер; 5 – фильтр;
- 7 – потайная колонна-фильтр;
- 9 – потайная обсадная колонна; 10 – гравийный фильтр;
- 12 – проницаемый тампонажный материал;
- k_a – коэффициент аномальности пластового давления.

По второму варианту скважину бурят до кровли продуктивного пласта по технологии, обеспечивающей ускоренную и безаварийную проводку ствола. Флюидопроявляющие горизонты изолируют обсадной колонной, спускаемой до кровли продуктивного пласта, и цементированием затрубного пространства. После испытания колонны на герметичность разбуривают продуктивный пласт на необходимую глубину. Кроме требования безаварийности такая технология разбуривания продуктивного пласта должна обеспечивать максимальное сохранение естественной проницаемости породы пласта. В зависимости от физических свойств пород конкретная конструкция эксплуатационного забоя может быть различной. Если продуктивный пласт однородный и сложен прочными хорошо сцементированными породами, то скважину можно эксплуатировать с открытым эксплуатационным забоем. Если пласт сложен неоднородными породами, то пласт перекрывают хвостовиком, который часто называют потайной обсадной колонной, цементируют его, а затем скважину вторично сообщают с пластом, применяя какой-либо вид перфорации (схема ж).

Второй вариант наименее распространен, но он наиболее целесообразен, поскольку дает возможность применить технологию и обеспечить условия, которые в наибольшей степени сохраняют естественные фильтрационно-емкостные свойства породы призабойной зоны. Это несколько усложняет процесс строительства скважины, зато устраняет необходимость последующего применения дорогостоящих методов воздействия на призабойную зону с целью восстановления ее проницаемости. Даже без применения специальных технологий вскрытия продуктивного пласта преимущество этого варианта проявляется в меньшей продолжительности контакта бурового раствора с породой пласта.

Первый вариант имеет подавляющее распространение (примерно 90 % скважин) благодаря дешевизне и простоте его осуществления, возможности селективного сообщения скважины с любым пропластком продуктивной толщи, меньшей стоимости буровых работ. Однако он менее целесообразен с точки зрения качества вскрытия пластов. Недостатки его следующие: длительное воздействие бурового раствора на пласт в условиях больших значений репрессий; при сплошном цементировании обсадной эксплуатационной колонны с подъемом цемента на большую высоту давления закачки и продавки цементного раствора могут превышать давления гидравлического разрыва пластов с уходом в пласт больших количеств цементного раствора; свыше 90 % воды, используемой для приготовления цементного раствора, фильтруется в пласт, при этом радиус зоны проникновения фильтратов цементных растворов часто может превышать длину перфорационных каналов; при вторичном сообщении пласта с обсаженной скважиной с помощью перфорации на репрессии зона вокруг перфорационных каналов может иметь значительно пониженную проницаемость.

Широкое распространение схема *e* получила благодаря своей универсальности и применимости практически при всех геолого-технических условиях. При такой конструкции забоя скважины значительно упрощается борьба с водопроявлениями (например, установка цементных мостов или взрывных пакеров, если вода подошвенная, или установка кольцевых взрывных пакеров, если обоводнились промежуточные пропластки), упрощается регулирование продвижения водонефтяного контакта по пропласткам различной проницаемости и т.д. Это все благодаря тому, что в этом случае все пропластки друг от друга изолированы цементным кольцом.

Таким образом, осуществить конструкцию перфорированного забоя по первому варианту можно быстрее и дешевле. Однако, из-за трудностей, связанных с освоением такой скважины с загрязненной призабойной зоной пласта, время освоения скважин может превышать время их строительства. Если еще учесть, что такие скважины в течение длительного периода времени эксплуатируются с дебитами, значительно меньшими потенциальных, то становится ясно, что лучше пойти на некоторое усложнение технологии строительства скважины, чем ускоренно сдать недоброкачественную скважину в эксплуатацию, пытаться с большими затратами средств и времени довести ее до расчетной продуктивной характеристики.

Назначение фильтров, являющихся составной частью конструкции забоев скважин, – задерживать механические частицы, сохраняя тем самым призабойную зону пласта от разрушения, обсадную колонну от смятия, скважину от капитального ремонта или, даже, от ликвидации.

В то же время применение фильтров может сопровождаться многими недостатками, основными из которых можно назвать следующие:

- механическое и коррозионное разрушение фильтров требует их замены. При замене требуется проведение глушения скважины и проведение спускоподъемных операций. Глушение скважин часто приводит к значительному снижению их продуктивности;
- механическое засорение и бактериологическое зарастание фильтров приводит к снижению величины притока в скважину;
- некоторые фильтры осложняют проведение ряда технологических операций на скважинах (цементирование, воздействие на призабойную зону, подземный ремонт);
- часто применение фильтров требует установки пакерующих устройств. Последние имеют также много недостатков.

При применении фильтров дорогостоящих (металлокерамических или гравийных с пластмассовыми добавками) необходимо заранее тщательно очистить призабойную зону пласта от загрязняющего породу материала. В противном случае такие фильтры очень быстро забиваются мелкими частицами из пласта.

2.4. Снижение проницаемости при перфорации скважин

На эффективность освоения скважин большое влияние оказывает технология перфорации скважин. Более 90 % эксплуатационных скважин имеют перфорированный забой. Для вторичного сообщения пласта со стволом скважины после спуска и цементирования обсадной эксплуатационной колонны применялись или применяются следующие виды перфорации: пулевая, торпедная, кумулятивная, гидropескоструйная, сверлящая. Первые три вида часто называют стреляющей перфорацией.

В сороковых и пятидесятых годах прошлого столетия для перфорации скважин применялись, в основном, пулевые перфораторы, причем с горизонтально расположенными стволами. По мере распространения кумулятивных перфораторов (конец пятидесятых – начало шестидесятых годов) пулевые перфораторы с горизонтальным расположением стволов, не выдерживая конкуренции, практически перестали применяться. В последние два десятилетия из пулевых в ограниченном объеме применяются перфораторы с вертикально-криволинейными стволами. Эти перфораторы имеют сравнительно высокую пробивную способность, но за один спуск позволяют получать небольшую плотность перфорации.

Торпедные перфораторы, в которых вместо пуль используются снаряды замедленного действия, в настоящее время для вскрытия пластов не применяются из-за низкой пробивной способности и низкой производительности работы с ними.

Гидropескоструйная и сверлящая перфорации не оказывают взрывного воздействия на обсадную колонну, цементное кольцо и породу пласта. Однако, промысловый опыт показал, что с точки зрения пробивной способности гидropескоструйная перфорация в скважинных условиях не дает существенных преимуществ по отношению к кумулятивной перфорации. Более того, ее осуществление требует много единиц мощной техники (насосные и пескосмесительные агрегаты, автоцистерны и т.п.), персонала, а также больших затрат рабочих агентов и времени. По этим причинам широкого распространения этот вид перфорации не нашел. Сверлящая перфорация также имеет очень ограниченное применение из-за сложности собственно процесса сверления, низкой производительности, низкой надежности.

В последние десятилетия основной объем перфорации выполняется кумулятивными перфораторами. Традиционной технологией кумулятивной перфорации является перфорация на репрессии, когда бескорпусные или корпусные кумулятивные перфораторы спускаются в заполненную каким-либо раствором скважину на кабеле. В качестве задавочного применяют либо тот же буровой раствор, на котором продуктивный пласт разбуривался, либо раствор, специально приготовленный для перфорации.

Если кумулятивный перфоратор спускается в скважину на НКТ или внутри них, то процесс перфорации можно осуществлять на депрессии. Это более рациональная технология перфорации, но она занимает в общем объеме применения кумулятивной перфорации, примерно, только десятую часть. При кумулятивной перфорации, проводимой на репрессии, на стенках перфорационных каналов и в породе продуктивного пласта могут происходить различные явления, снижающие как пропускную способность перфорационных каналов, так и проницаемость породы пласта. Рассмотрим механизм некоторых явлений.

Сущность эффекта кумуляции состоит в том, что при наличии выемки в заряде газообразные продукты детонации активной части взрывчатого вещества основного заряда двигаются к оси заряда и концентрируются в высокоскоростной поток, называемый кумулятивной струей. Скорость движения головной части кумулятивной струи может превышать 8000 м/с. Если выемка в заряде облицована тонким слоем металла, то вдоль его оси образуется кумулятивная струя, которая будет состоять не только из газообразных продуктов, но и из размягченного металла. В кумулятивную струю переходит примерно 10 % массы облицовки, а остальная ее часть формируется в виде стержня сигарообразной формы, называемый пестом. Скорость движения песта составляет примерно 1000 м/с. Обладая меньшей кинетической энергией и большим диаметром, чем головная часть струи, пест может застревать в уже образовавшемся перфорационном канале и частично или полностью закупоривать его. В среднем закупоривание пестом случается в каждом седьмом перфорационном канале. Такой канал уже не является гидродинамически эффективным. Появление канала сопровождается попаданием в породу пласта продуктов взрыва и продуктов разрушения преграды (обсадная колонна, цементное кольцо, порода пласта), а также уплотнением или разрыхлением породы пласта вокруг канала. Уплотнение породы снижает ее проницаемость. Разрыхление породы может привести к ее обрушению и закупорке перфорационного канала.

Образование канала происходит за очень короткий промежуток времени – менее 100 микросекунд. При перфорации на репрессии в момент появления перфорационных каналов происходит интенсивная фильтрация скважинного содержимого в продуктивную толщу через полученные каналы. Причиной интенсивной фильтрации скважинного раствора в продуктивную толщу являются внезапно возникающие очень большие (десятки МПа/м) градиенты давления, которые обусловлены действием статического давления от столба раствора и динамических взрывных нагрузок. В результате вокруг перфорационного канала возникают зона кольматации и зона проникновения. Примерное изображение полученного на репрессии кумулятивного перфорационного канала в пористой среде показано на рис. 2.3. Технология перфорации на репрессии может приводить к многократному снижению гидродинамической эффективности получаемых перфорационных каналов.

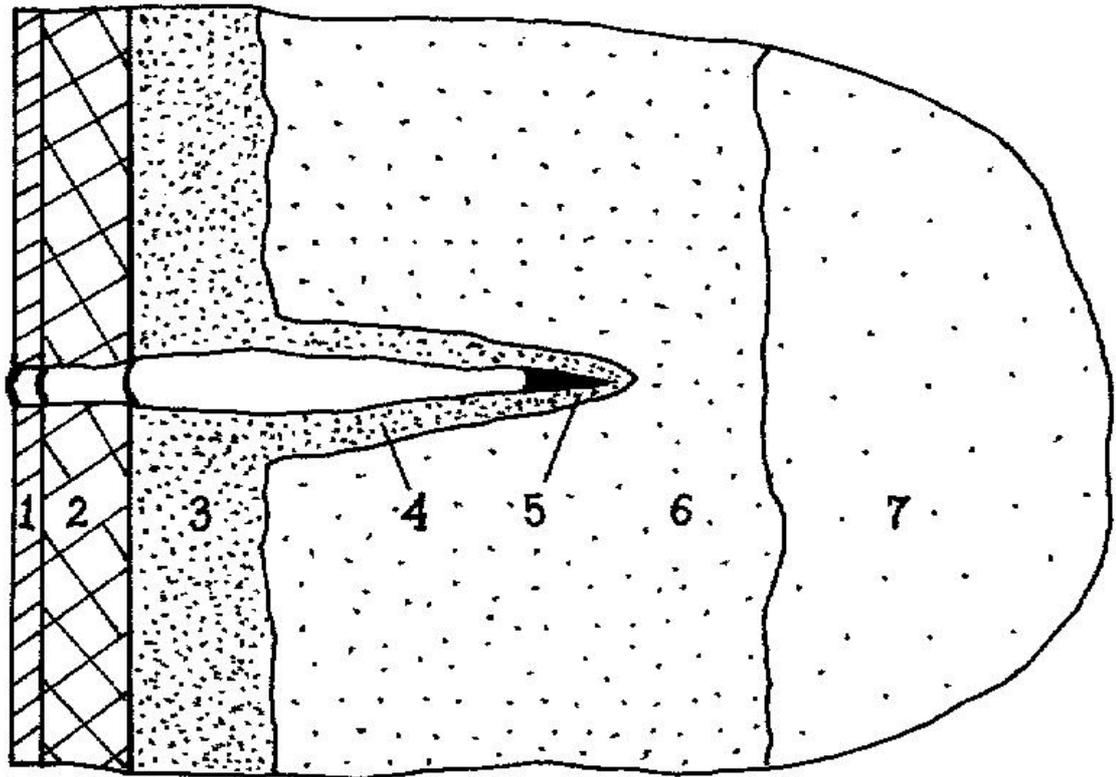


Рис. 2.3. Схематичное изображение состояния пористой среды пласта вокруг скважины и вокруг перфорационного канала (рабочие растворы на водной основе с твердой фазой, перфорация – кумулятивная в условиях репрессии):

- 1 – обсадная колонна;
- 2 – цементное кольцо;
- 3 – зона кольматации (бурение, цементирование);
- 4 – зона кольматации (перфорация);
- 5 – пест;
- 6 – зона проникновения фильтрата рабочих растворов;
- 7 – зона с естественной проницаемостью пласта

Максимально достижимая плотность перфорации за один спуск кумулятивного перфоратора обычно изменяется от 6 до 12 отв./м. Величина перфорируемого интервала за один спуск также ограничена. В то же время фактически применяемая плотность перфорации часто превышает величину 12 отв./м, а интервал перфорации составляет десятки и, даже, сотни метров. Поэтому при перфорации одной скважины производится, как правило, многократный спуск перфораторов. Каждая повторная перфорация сопровождается задавкой в пласт через ранее образованные каналы все новых и новых порций раствора, заполняющего скважину во время перфорационных работ.

Многократная кумулятивная перфорация часто приводит к отслаиванию цементного камня от породы пласта и от обсадной трубы. Возможно также растрескивание цементного камня на значительных расстояниях от интервала перфорации. Может происходить раздутие и разрушение обсадной трубы. Это приводит к преждевременному прорыву посторонних флюидов в скважину, что может существенно снизить продуктивность скважины по нефти или газу.

При воздействии взрывных нагрузок на породу в пласте также могут происходить более сложные физико-химические явления (испускание электронов, свечение, протекание на поверхности зерен породы химических реакций, излучение звука, пьезоэлектрический эффект и другие), природа и последствия которых еще недостаточно изучены. Например, пьезоэлектрический эффект, получающийся при деформации зерен породы и выражающийся в возникновении дополнительных электрических полей, может существенно изменить взаимодействие породы с полярной жидкостью, проникшей в пласт, а в некоторых случаях – полностью блокировать проводящие пути (поровые каналы) для жидкости и газа.

Изложенное о кумулятивной перфорации в основном касается кумулятивных перфораторов ПКС80, ПКС105, ПР42 и др., разработанных десятки лет назад, которые все еще широко применяются в отечественной нефтегазовой отрасли промышленности, но которые уже не отвечают современным требованиям по пробивной способности и качеству вторичного вскрытия пластов. В сложных горно-геологических условиях, в пластах с трудноизвлекаемыми запасами эти перфораторы следует считать устаревшими и они не должны применяться.

Основные направления совершенствования кумулятивной перфорации с позиции сохранения и повышения продуктивности скважин следующие:

- увеличение пробивной способности (глубина пробития, диаметр каналов) зарядов;
- увеличение плотности (количество отверстий на один погонный метр обсадной колонны) перфорации;
- максимальное соответствие гидродинамической характеристики каналов их геометрическим размерам.

Новое поколение кумулятивных перфорационных систем, основанное на прогрессивных порошковых технологиях с повышенной пробивной способностью, во многом удовлетворяет этим требованиям.

В настоящее время кумулятивные заряды по прогрессивным технологиям выпускают отечественные предприятия Арзамас-16, ВНИПИВзрывгеофизика, Перфотех. К сожалению, оптимальными технико-техническими данными в настоящее время обладают перфорационные системы, выпускаемые западными компаниями. Наилучшие глубокопроникающие перфорационные системы Dynawell, снаряженные кумулятивными зарядами типа RDX-Hexogen, выпускаются немецкой компанией DYNAenergetics. Вес взрывчатого вещества (ВВ) изменяется в этих зарядах от 10 до 32 грамм, а плотность перфорации – от 12 до 20 зарядов на погонный метр. Эти заряды обладают наибольшей глубиной пробития (1,009 м) и наибольшей чистотой каналов перфорации. Заряды выдерживают температуру до 250°С и давление до 140 МПа. Заряды минимально кольматируют породу пласта и незначительно воздействуют на конструкцию забоя скважины. Кумулятивная струя не приводит к оплавлению горных пород на стенках пробитых каналов.

В России на рубеже столетий налажено производство сертифицированных систем ПКО-102 и ПКТ-89 с торговой маркой Dynajet. Эти перфорационные системы по своим основным параметрам аналогичны западным системам.

Перфоратор ПКО-102 корпусный одноразовый с поперечным габаритом 102 мм предназначен для проведения глубокопроникающей перфорации в нефтяных и газовых скважинах с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 116 мм при давлении в интервале перфорации до 60 МПа и температуре до 150°С. Плотность перфорации 12,5 отверстий на погонный метр. По результатам теста API PR-43 получено:

- глубина пробития 1009 мм, диаметр отверстия 13 мм при использовании зарядов Dynawell 32 g DP;
- глубина пробития 752 мм, диаметр отверстия 12,8 мм при использовании зарядов ЗПКО-102DN.

Спуск перфоратора в скважину может осуществляться как на бронированном кабеле, так и на колонне насосно-компрессорных труб.

Перфоратор корпусный одноразовый с поперечным габаритом 89 мм (ПКТ-89Д), спускаемый на насосно-компрессорных трубах, предназначен для проведения глубокопроникающей перфорации в нефтяных и газовых скважинах с внутренним диаметром обсадной колонны не менее 116 мм при давлении в интервале перфорации до 80 МПа и температуре до 150°С.

По результатам теста API PR-43 получено:

- глубина пробития 870 мм, диаметр отверстия 10 мм при использовании зарядов Dynawell 24 g DP;
- глубина пробития 552 мм, диаметр отверстия 10 мм при использовании зарядов ЗПКО-89DN.

Плотность перфорации 20 отверстий на погонный метр.

2.5. Снижение проницаемости при освоении скважин

Готовить скважину к эксплуатации следует сразу же после перфорации. Однако такая рекомендация на практике часто по разным причинам не выполняется. В ожидании освоения скважины порой простаивают недели и даже месяцы. В течение периода ожидания освоения имеют место два следующих процесса: затухающая фильтрация под действием статического давления задавочного раствора и медленное расформирование зоны проникновения под действием, в первую очередь, гравитационных и молекулярно-поверхностных сил.

Считается, что в течение периода ожидания освоения в поровых каналах малого поперечного сечения происходит дальнейшее упрочнение связей с поверхностью порового пространства фильтрата, проникшего в продуктивную толщу при вскрытии пласта, т.е. поверхность поровых каналов становится более гидрофильной. По крупным порам под действием силы тяжести возможно перераспределение фильтрата от кровли к подошве пласта или к водонефтяному контакту. Чем больше проницаемость породы пласта по нормали к напластованию, тем интенсивнее может происходить это перераспределение. Увеличение периода ожидания освоения скважины приводит, как правило, к дальнейшему росту водонасыщенности породы призабойной зоны, к дальнейшему снижению проницаемости породы для нефти и газа.

Процесс освоения скважин связан со спуском в скважину различного оборудования и с закачкой в скважину различных рабочих агентов (инертные газы, пены, углеводородные и водные растворы). Под действием возникающих при этом дополнительных динамических давлений происходит дальнейшая фильтрация в пласт тех агентов, которые в это время заполняют скважину.

Применение методов воздействия на породу призабойной зоны с целью восстановления ее проницаемости связано с задавкой различных рабочих агентов (кислоты, щелочи, пены, эмульсии, полимеры, поверхностно-активные вещества) в пласт на значительные расстояния от скважины. При этом на забое скважины возникают давления, значительно превышающие величину пластового давления. Химически активные рабочие агенты и большие давления негативно влияют на обсадную колонну и цементное кольцо, что, в свою очередь, часто приводит к нарушению герметичности последних со всеми вытекающими при этом последствиями.

Применяемые методы воздействия на породу пласта (методы обработки) при освоении скважин предназначены для восстановления проницаемости породы призабойной зоны. Однако далеко не всегда результат применения этих методов бывает положительным. Отмечаются даже случаи, когда продуктивность скважин после тех или иных

мероприятий снижается. Вероятно, это связано с выпадением в пористой среде продуктов взаимодействия рабочих агентов с породой и с флюидами, насыщающими породу. Возможно также охлаждение пласта и выпадение в осадок асфальтосмолопарафиновых веществ. Отмечаются также случаи, когда в результате применения методов воздействия на нефтяной пласт, например, наблюдается подтягивание конусов и прорывы воды или газа в интервалы перфорации. Преждевременное конусообразование характерно и для газовых залежей, подстилаемых водой. Чаще преждевременное подтягивание конусов возникает после проведения мероприятий, основанных на инициировании в пласте трещин.

Основными причинами неудавшихся обработок обычно бывают или просчеты в проектировании геолого-технических мероприятий, или нарушение технологии их проведения.

3. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН

Выбор технологии и техники освоения определяется, в основном, состоянием призабойной зоны, величиной пластового давления, местоположением межфлюидальных разделов относительно интервала перфорации, назначением скважины, предполагаемым способом ее эксплуатации. В свою очередь способ эксплуатации добывающих скважин также зависит от величины пластового давления.

Нефтяные добывающие скважины эксплуатируются фонтанным или механизированным (газлифтным или насосным) способом. Насосная эксплуатация нефтяных добывающих скважин осуществляется, в основном, штанговыми скважинными насосами (ШСН) и погружными электроцентробежными насосами (ЭЦН). Значительно реже применяются погружные электровинтовые насосы (ЭВН), электродиафрагменные насосы (ЭДН) и гидропоршневые насосы (ГПН). Большие пластовые давления, а также другие благоприятные условия могут обусловить возможность эксплуатации скважин самым эффективным способом – фонтанным. Недостаток энергии для подъема газожидкостной смеси (скважины в абсолютном большинстве случаев продуцируют именно газожидкостной смесью) по стволу скважины от забоя до устья может быть восполнен путем ввода энергии в скважину в виде сжатого газа (газлифтный способ эксплуатации) или в виде какого-либо механического устройства (насосный способ эксплуатации).

Газовые и газоконденсатные скважины эксплуатируются фонтанным способом. Однако, при интенсивном скоплении на забое воды и газового конденсата приходится иногда применять механизированный способ эксплуатации. В этом случае чаще применяется какая-либо модификация газлифтного способа.

Приступать к освоению скважины следует после спуска в нее колонны НКТ и другого необходимого оборудования, установки оборудования устьевого (устьевой арматуры) и соответствующей обвязки устьевой арматуры. Нижний конец (башмак) колонны НКТ в зависимости

от конкретных условий может быть установлен в пределах интервала перфорации, а также выше или ниже последнего. Например, более тщательная промывка ствола скважины будет обеспечена, если башмак НКТ разместить в зумпфе скважины.

Устьевая арматура и ее обвязка должны обеспечивать проведение промывки скважины, подключение компрессорных, насосных и других агрегатов, замер давления, температуры и расхода, отбор проб, спуск в скважину различных глубинных приборов, отделение газа от нефти и сжигание отделяемого газа, регулирование работы скважины, направление содержимого скважины в какие-либо емкости или в систему сбора и подготовки продукции скважин на промысле.

Конструктивные особенности устьевого арматуры определяются категорией, назначением и способом эксплуатации скважин.

3.1. Сущность и способы вызова притока

После спуска в скважину необходимого оборудования, установки и обвязки устьевого арматуры можно приступать к освоению скважины. Вначале следует скважину тщательно промыть с максимально возможной интенсивностью, а затем приступить к вызову притока.

Вызов притока – основная операция освоения эксплуатационных скважин. После перфорации продуктивная толща пласта находится под репрессией столба жидкости или раствора. Это может быть чистая вода или специально приготовленный раствор поверхностно-активных веществ (ПАВ), или буровой раствор. Заполняющие скважину растворы (жидкости) должны быть инертны к металлу обсадной колонны и скважинного оборудования и не должны снижать проницаемость породы продуктивного пласта в околоскважинной зоне, поскольку период времени между перфорацией и освоением может исчисляться сутками, неделями или даже месяцами.

Схема вертикальной скважины, заполненной каким-либо задавочным агентом (раствор, вода) и ожидающей освоения, показана на рис. 3.1. Величина давления на забое ($P_{\text{заб}}$) такой скважины определяется формулой:

$$P_{\text{заб}} = \rho_p \cdot g \cdot H_{\text{ст}}, \quad (3.1)$$

где ρ_p – плотность раствора, заполняющего скважину, кг/м³;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

$H_{\text{ст}}$ – величина столба раствора, м.

Если скважина имеет сложный профиль (наклонная, горизонтальная и т.п.), то за величину столба следует принять разность между абсолютными отметками глубины положения забоя и глубины положения уровня раствора в скважине. Под глубиной забоя здесь понимается абсолютная отметка плоскости, взятой в пределах интервала перфорации.

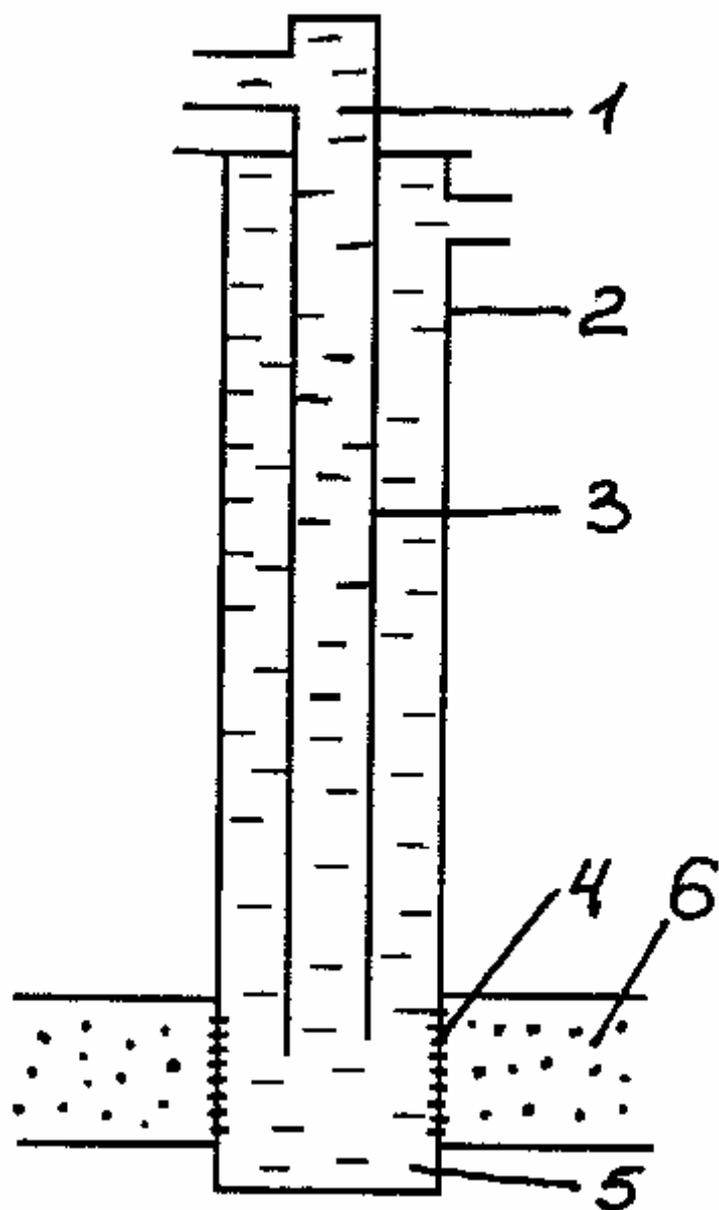


Рис. 3.1. Схематичное изображение скважины перед вызовом притока:
 1 – устьевое оборудование; 2 – обсадная эксплуатационная колонна;
 3 – колонна НКТ; 4 – перфорированный забой; 5 – зумпф;
 6 – продуктивный пласт

В основе применения всех способов вызова притока лежит принцип снижения давления на забое скважины ниже пластового, а также создание такой минимальной величины депрессии, при которой начинается приток из пласта в скважину. В этом и заключается сущность вызова притока.

Из формулы (3.1) следует, что уменьшение давления на забое скважины может быть достигнуто двумя путями: или снижением плотности раствора, заполняющего скважину; или понижением уровня раствора в обсадной эксплуатационной колонне (уменьшением столба раствора).

Условия вызова притока из пласта существенно влияют как на успешность освоения, так и на дальнейший технологический режим эксплуатации, эффективность и надежность работы скважины. Величина пластового давления, характер и степень снижения проницаемости породы ПЗП, состав и свойства продуктивных пород, степень цементированности пород, степень неоднородности пласта, состав и свойства флюидов, наличие или отсутствие газовой шапки, подошвенных и посторонних высоконапорных вод, техническое состояние обсадной эксплуатационной колонны и цементного камня – вот те основные факторы, которые следует тщательно рассмотреть при решении вопроса о выборе способа и технологии вызова притока.

В промысловой практике нередко наблюдаются случаи, когда в процессе освоения скважин возникают серьезные осложнения и даже аварийные ситуации. Такие наиболее распространенные осложнения как деформация обсадной эксплуатационной колонны, нарушение целостности цементного камня за колонной, разрушение породы в призабойной зоне, прорыв подошвенных или посторонних (верхних или нижних) вод, открытое неуправляемое фонтанирование скважин происходят главным образом потому, что технология освоения была выбрана без учета состава и свойств породы-коллектора и насыщающих пласт флюидов, условий залегания нефти, газа и воды, отрицательных последствий условий первичного и вторичного вскрытия пласта и цементирования обсадной эксплуатационной колонны.

Исключительно важное значение следует придавать также решению вопроса о величине и скорости изменения (динамике) депрессий при вызове притока. Величина депрессии и ее динамика должны определяться типом порового пространства (гранулярный, трещинный) коллектора, составом и свойствами флюидов, устойчивостью коллектора, фильтрационными свойствами породы пласта, характером и степенью снижения проницаемости породы призабойной зоны, а также некоторыми другими факторами. При прочих одинаковых условиях в устойчивых коллекторах величина депрессии может быть большей и достигаться более быстро, в слабосцементированных или трещинных – небольшой и медленно нарастающей. Для газовых пластов величина депрессии должна быть существенно меньше, чем в случае нефтяных. Большие депрессии часто являются причиной существенного ухудшения сцепления

цементного камня с обсадной эксплуатационной колонной и с породой пласта, особенно в интервалах глин и песчаников, размытых при бурении.

В промысловой практике бытует мнение о том, что последствия загрязнения породы призабойной зоны из-за нерациональной технологии первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта можно легко устранить, создавая при освоении скважины большие депрессии. Действительно, нельзя отрицать, что при определенных условиях (например, в случае слабо деформируемой породы) большими депрессиями можно в той или иной степени восстановить ухудшенную проницаемость породы призабойной зоны. Однако, осмысление промысловой информации, всестороннее рассмотрение механизма влияния высоких депрессий указывают на ошибочность такого подхода. Дело в том, что за счет высоких депрессий вызов притока происходит, как правило, из наиболее проницаемых интервалов вскрытого пласта, которые содержат относительно крупные каналы фильтрации без значительных сужений, и в которых не произошло молекулярно-поверхностного и механического закрепления проникших твердых частиц. Тем самым уже на первой стадии освоения скважины закладываются условия для неравномерной выработки пласта по толщине. В то же время эти же высокие депрессии создают благоприятные условия для многих, часто необратимых, осложнений, отрицательное влияние которых в полной мере проявится позже, т.е. в процессе эксплуатации скважины.

Парадоксально, но реализовать практически неконтролируемые по величине и скорости изменения (большие и резкие) депрессии технологически проще, чем регулируемые с плавным нарастанием их величины. Этот фактор, очевидно, оказал большое влияние на то обстоятельство, что при освоении скважин часто применяются депрессии, превышающие оптимальные значения. Таким образом, вызов притока в добывающие скважины предпочтительно осуществлять при небольших значениях депрессии. Рекомендуются еще делать выдержки той или иной продолжительности на небольших депрессиях с целью наблюдения за реакцией пласта и скважины. По результатам этих наблюдений можно будет оперативно вносить коррективы в дальнейшую технологию освоения скважины.

Принято выделять следующие основные самостоятельные способы вызова из пласта в скважину:

- тартание;
- поршневание;
- последовательная замена скважинного раствора на рабочие агенты (в том числе пены) меньшей плотности;
- компрессорный;
- применение скважинных насосов.

3.1.1. Тартание скважин

Технология способа заключается в многократном спуске в скважину желонки. Желонка – это длинный цилиндр ограниченного диаметра с тарельчатым клапаном в нижней донной части и скобой сверху. К скобе крепится канат. Спускоподъемные операции осуществляются с помощью лебедки или какого-либо другого оборудования. Длина желонки может достигать 15 метров, а наружный диаметр не должен превышать 70 % внутреннего диаметра обсадной колонны. Дальнейшее увеличение диаметра желонки приводит к резкому увеличению гидравлических сопротивлений при спускоподъемных операциях. Тартание следует применять в скважинах, из которых не ожидается фонтанирования, поскольку скважины не имеют колонны НКТ и устьевой арматуры.

Назначение тартания – понижение уровня столба раствора в скважине с одновременным очищением скважины от загрязняющего материала (осевшая порода, глинистый и цементный растворы и т.п.). Пустая желонка на канате опускается на забой. При упоре штока клапана о дно скважины, где скопился загрязняющий материал, клапан открывается, и происходит интенсивное всасывание в желонку раствора (жидкости) вместе с загрязняющим материалом. Возможность удаления из скважины загрязняющего материала – основное достоинство тартания. Тартанием можно не только осваивать скважины, но и эксплуатировать их механизированным способом. На протяжении десятков лет этим способом добывалась нефть из скважин в XIX и XX веках.

Тартание является малопроизводительным трудоемким способом, характеризующимся низким коэффициентом полезного действия и относительно высокими энергетическими затратами. Интенсивному износу подвергаются канат, обсадная колонна и собственно желонка. У устья скважины должна находиться специальная емкость, в которую при каждом подъеме сливается содержимое поднятой из скважины желонки. Применяться тартание может в неглубоких скважинах, когда пластовое давление существенно меньше гидростатического. В скважинах с наличием сероводорода применение желонки не допускается.

3.1.2. Вызов притока поршневанием

Способ заключается в понижении уровня в скважине при помощи сваба. Сваб – это поршень, снабженный резиновыми манжетами и спускаемый и извлекаемый из скважины на тонком стальном канате. Конструкция сваба может включать обратный клапан. Скважина должна быть оборудована колонной НКТ и устьевой арматурой. Одна из конструкций сваба приведена на рис. 3.2.

Глубина погружения сваба под уровень жидкости зависит от прочности каната, и обычно не превышает 300 метров. Достоинство поршневания – возможность плавного снижения уровня. Основные недостатки способа во многом аналогичны применению желонки.

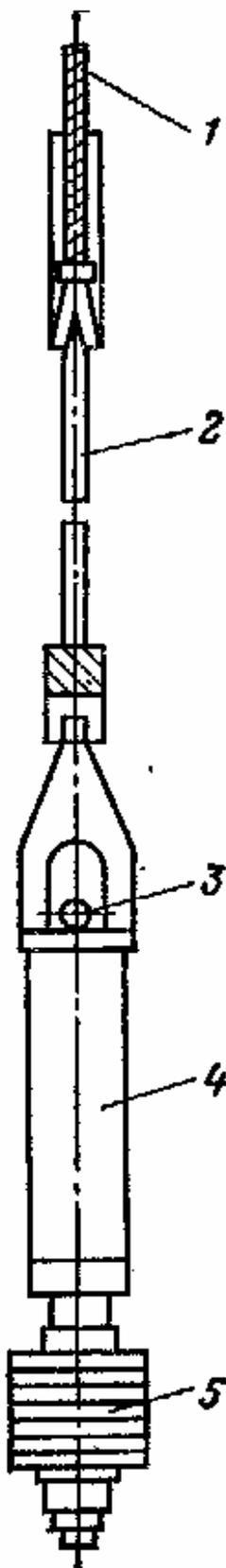


Рис. 3.2. Поршень для снижения уровня жидкости в колонне НКТ:
1 – канат; 2 – грузовая штанга; 3 – клапан; 4 – полость патрубка;
5 – поршень

3.1.3. Последовательная замена скважинного раствора на рабочие агенты меньшей плотности

В принципе последовательную замену можно назвать промывкой скважин, но с той особенностью, что закачиваемый рабочий агент для промывки должен иметь плотность меньшую, чем среда, заполняющая скважину. Последовательная замена является самым распространенным способом вызова притока благодаря своей универсальности и возможности применения в случае, когда пласт сложен плохо сцементированными породами. Технология способа заключается в следующем.

Операция по вызову притока осуществляется или в скважинах, завершенных бурением, или в скважинах, завершенных ремонтом. В первом случае скважины, как правило, заполнены буровым раствором с плотностью, величина которой регламентируется правилами безопасности. Во втором случае скважина, как правило, заполнена или буровым раствором, или специально приготовленным раствором. Это обычно водный раствор определенной минерализации с добавками поверхностно-активных веществ. В обоих случаях пласт должен находиться под репрессией, величина которой регламентируется правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Число скважин, имеющих забойный клапан-отсекатель и не нуждающихся в задавке при ремонтных работах, сравнительно мало.

При применении способа последовательной замены приток флюида из пласта в скважину вызывается путем создания необходимых депрессий за счет, в основном, следующих двух подходов:

- замены в скважине бурового или другого специально приготовленного раствора, которые обеспечивали задавку пласта, на раствор меньшей плотности, на техническую воду (с поверхностно-активными веществами или без них), на дегазированную нефть;
- использования пенных систем.

По правилам безопасности разница в плотностях последовательно закачиваемых агентов не должна превышать 600 кг/м^3 . Такая большая разница допустима только в случае хорошо сцементированных пород и очень высокого качества крепления обсадной колонны.

Закачку жидких агентов при вызове притока следует вести через затрубное пространство с помощью насосных агрегатов. Можно также использовать цементировочные агрегаты и буровые насосы. Жидкие агенты обычно доставляются на скважину автоцистернами. То, что вытесняется из скважины, необходимо собирать в емкости с целью или повторного использования, или захоронения, или обезвреживания. В скважине и в призабойной зоне пласта находится много твердых частиц. Никогда не известно, при каком значении забойного давления начнется приток из пласта в скважину. Поэтому применение технологии выпуска из скважины

ее содержимого через колонну НКТ обеспечит большую надежность и безопасность ведения работ.

Применение жидких агентов для последовательной замены содержимого скважин позволяет сколь угодно плавно уменьшать давление на забое скважины. Это, бесспорно, важнейшее преимущество способа. Способ также характеризуется наибольшей простотой и, как правило, недефицитностью применяемых жидких агентов.

Во время операции по замене содержимого скважины на агент меньшей плотности необходимо постоянно контролировать состав и свойства выходящего из скважины потока. Это позволит надежно управлять процессом промывки скважины.

В целях экономии рабочих агентов, а главное, в целях сохранности от разрушения породы ПЗП и, что особенно важно, в целях сохранности надежного сцепления цементного кольца с металлом обсадной эксплуатационной колонны и с породой пласта рекомендуется делать выдержки после замены в скважине одного агента на другой. В данном случае выдержка – это прекращение закачки в затрубное пространство очередного рабочего агента. При этом давление на забое уменьшается на величину, равную потерям давления на трение в колонне НКТ. Выдержка может длиться от десятков минут до нескольких часов. Во время выдержки может произойти приток из пласта в скважину, не надо будет закачивать в нее новый рабочий агент меньшей плотности. Во время выдержки необходимо осуществлять контроль за поведением скважины.

Применение жидких агентов позволяет сколь угодно плавно уменьшать давление на забое скважины. Однако, степень уменьшения забойного давления ограничена и определяется плотностью дегазированной нефти. Поэтому с помощью жидких агентов нельзя вызывать приток в скважины, пробуренные на пласты с внутрислоевым давлением существенно ниже гидростатического.

В случае низких пластовых давлений вызов притока из пласта в скважину может быть осуществлен, если использовать пенные системы. Технологически можно создать пенные системы с очень широким диапазоном изменения плотности – от 900 до 100 кг/м³.

Пены – это структурированные дисперсные системы, в которых дисперсной фазой являются пузырьки газа, разделенные тонкими прослойками жидкой дисперсионной среды.

Пены делятся на двухфазные и трехфазные, на однокомпонентные и многокомпонентные. Двухфазная однокомпонентная пена, например, образуется всего тремя составляющими: жидкостью, газом и каким-либо поверхностно-активным веществом (рис. 3.3). Массовая доля ПАВ в пенах обычно составляет не более 2 %. Поверхностно-активные вещества служат пенообразователями. Для пенообразования могут использоваться как ионогенные, так и неионогенные ПАВ.

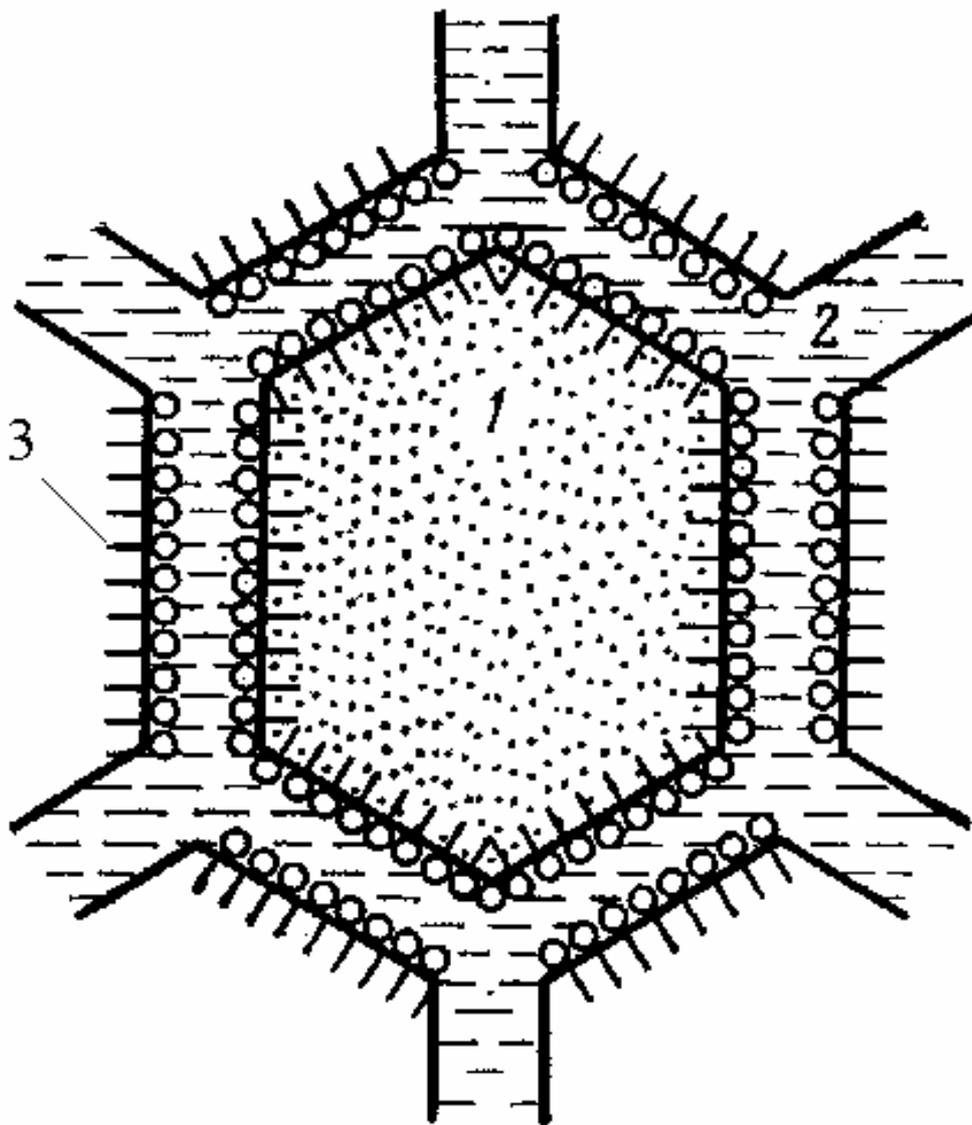


Рис. 3.3. Схема строения пузырька двухфазной пены:
1 - газ; 2 - жидкость; 3 - молекулы поверхностно-активного вещества

Трехфазная пена содержит твердую фазу. Твердая фаза в виде мельчайших частиц (например, глины) распределяется в прослойках жидкой дисперсионной среды, упрочняет жидкостный каркас, придает пене свойства восстанавливаемости (тиксотропности) исходной структуры. Устойчивость от разрушения трехфазных пен существенно выше, чем двухфазных.

При освоении скважин могут применяться как однокомпонентные, так и многокомпонентные двухфазные пены. Даже простейшая пенная система обладает вязкопластичными и упругими свойствами, которые способны оказывать положительное влияние на результативность процесса вызова притока из пласта в скважину.

Применение пенных систем предотвращает проникновение в призабойную зону дополнительного количества фильтрата, а также может обеспечить полную очистку призабойной зоны от глинистых частиц и воды, проникших в пласт в процессе его вскрытия бурением и перфорацией. С целью предотвращения проникновения дополнительного количества фильтрата вызов притока следует осуществлять заменой скважинной жидкости однокомпонентной двухфазной пеной с малой степенью аэрации при прямой схеме циркуляции. После полной замены скважинной жидкости пеной необходимо приступить к закачке в скважину пены с меньшей плотностью, но уже по кольцевой схеме циркуляции, т.е. новые порции пены меньшей плотности направлять в скважину через затрубное пространство.

Освоение скважин пеной с полным удалением проникшего в пласт промывочного раствора состоит в том, что до вызова притока в скважину закачивается многокомпонентная пена до достижения давления на забое выше гидростатического. Рекомендуется следующий состав многокомпонентной пены (массовая доля, %):

ПАВ	от 1,0 до 2,0
Гидроокись натрия	от 3,0 до 5,0
Гидрофобизатор	от 1,0 до 3,0
Метанол	от 20 до 40
Вода	остальное

В результате закачки многокомпонентной пены указанного состава в призабойной зоне создается физико-химическая обстановка, способствующая очистке породы от твердых частиц и воды, которые затем успешно удаляются при последующем вызове притока. Гидроокись натрия (NaOH) в сочетании с ПАВ усиливает диспергирование и пептизацию (распад агрегатов из коллоидных частиц) твердых частиц, одна часть которых затем поглощается мицеллами в результате явления

солюбилизации (коллоидное растворение – самопроизвольное проникание низкомолекулярного вещества внутрь мицелл), а другая – прилипает к пузырькам пены. Гидрофобизатор в сочетании с ПАВ обеспечивает надежную гидрофобизацию поверхности твердых частиц, которые впоследствии легко прилипают к пузырькам газа. Метанол способствует дегидратации низкопроницаемых пластов и прослоев, благодаря чему восстанавливается их естественная проницаемость. Указанный состав смешивают, а затем вспенивают. Удельная концентрация газа в пене в пластовых условиях может достигать величины 1,5.

Технология применения многокомпонентной пены следующая. После замены скважинной жидкости однокомпонентной пеной по схеме прямой циркуляции в колонну НКТ закачивают сначала около 3 м³ пенообразующей многокомпонентной жидкости (водный раствор ПАВ с добавкой гидроокиси натрия, тонкодиспергированного гидрофобизатора и метанола), а затем – двухфазную многокомпонентную пену. После вытеснения всего объема многокомпонентной пенообразующей жидкости из НКТ в кольцевое пространство последнее герметизируют, и начинают процесс продавливания многокомпонентной пены в призабойную зону до достижения давления на забое скважины примерно на 5 МПа выше гидростатического. После этого скважину выдерживают до 4 часов и приступают к вызову притока из пласта с применением однокомпонентной пены по схеме обратной циркуляции.

Концентрация газа в пенной системе зависит от свойств и расхода пенообразующей жидкости и глубины скважины. При вызове притока из пластов, находящихся на глубине, например, до 3000 метров, достаточно компрессоров, создающих давление до 10 МПа, и насосных агрегатов, обеспечивающих расход жидкости до 5 л/с. Количество используемой насосно-компрессорной техники при этом может не зависеть от глубины скважины. На рис. 3.4 показана примерная схема расположения наземного оборудования при вызове притока с применением двухфазной пены. Вначале насосом 2 раствор ПАВ из мерной емкости 1 через смеситель 3 по линии 8 начинают закачивать в колонну НКТ 9. Содержимое скважины из затрубного пространства 10 будет поступать в емкость 11. Как только появится циркуляция, в смеситель 3 компрессором 4 следует подавать сжатый газ. Контроль за процессом обеспечивается манометрами 6 и расходомером газа 5. Обратные клапаны 7 предотвращают попадание газа в насос, жидкости в компрессор. Сжатый газ в смеситель следует подавать, плавно наращивая, начиная с малых доз. В нужный момент прямая система подачи пены в скважину меняется на обратную.

3.1.4. Компрессорный способ

Компрессорный способ вызова притока из пласта в скважину находит широкое применение при освоении нефтяных и газовых скважин, эксплуатировать которые планируется фонтанным или газлифтным способами. Компрессорный способ может быть единственным из известных при освоении скважин в зимних условиях, поскольку для вызова притока здесь используется газ (углеводородный, азот, углекислый). Таким образом, нет опасности замерзания используемого рабочего агента.

Сущность компрессорного способа заключается в нагнетании в скважину сжатого газа с целью удаления задавочного скважинного агента (однородной жидкости или раствора) для уменьшения величины столба этого агента. Из формулы (3.1) следует, что в результате уменьшения величины столба скважинной жидкости или скважинного раствора уменьшается величина забойного давления.

Теоретические основы лифтирования – подъема жидкости по вертикальным трубам с помощью сжатого газа – подробно рассматриваются при изучении способов эксплуатации скважин. Здесь же достаточно отметить, что физическая сущность лифтирования заключается в получении такой газожидкостной смеси, плотность которой будет существенно меньше плотности лифтируемой (поднимаемой) жидкости. Уменьшение плотности, как известно, ведет к увеличению объема. Поэтому, при неизменном объеме скважинного пространства выше точки ввода сжатого газа в жидкость, увеличение объема полученной смеси приведет к подъему последней по скважине вплоть до устья скважины. Установится циркуляция, в результате которой будет происходить удаление (отбор) жидкости из скважины. Из скважины будет удаляться как задавочный агент, которым до вызова притока был задавлен пласт, так и флюид, который начнет поступать из пласта в скважину, когда в результате циркуляции газа давление на забое станет меньше давления пластового.

Скважина перед закачкой в нее сжатого газа может быть заполнена задавочным агентом (жидкость, раствор) полностью или частично. В последнем случае в колонне НКТ и в затрубном пространстве еще до освоения уже установился уровень задавочного агента на каком-то расстоянии от устья скважины. В момент поступления через затрубное пространство или через НКТ сжатого газа в задавочный скважинный агент последний может изливаться из скважины через другое пространство (колонна НКТ или затрубное пространство) или еще не достичь устья скважины. Все эти случаи не меняют по-существу процесс вызова притока с помощью сжатого газа. В то же время следует отметить, что наиболее частым является случай, когда излив из скважины начинается еще во

время продавки, т.е. еще до поступления сжатого газа в задавочный скважинный агент.

При применении компрессорного способа вызова притока скважина должна быть оборудована колонной НКТ и фонтанной арматурой. Газ в скважину, как правило, нагнетается с помощью передвижного компрессора. Колонна НКТ может иметь (может и не иметь) пусковые отверстия или пусковые клапаны.

В простейшем случае сжатый газ поступает в задавочный скважинный агент через башмак (нижнее окончание) колонны НКТ. Давление на выходе из компрессора, при котором рабочий агент начинает поступать в задавочный скважинный агент, принято называть пусковым. Чем глубже находится башмак колонны НКТ, тем больше будут величина пускового давления и время продавки сжатого газа до башмака. Время продавки также зависит и от производительности компрессора. В глубоких скважинах пусковые давления могут составлять сотни атмосфер, а время продавки превышать двое суток.

На рис. 3.5 показано поведение давления закачиваемого газа на устье скважины. Нарастающая ветвь кривой соответствует оттеснению закачиваемым газом скважинной жидкости до башмака НКТ. На участке правее максимального значения давления ($P_{\text{пуск}}$) протекают сложные неустановившиеся процессы, в которых принимают участие закачиваемый газообразный агент, скважинная жидкость, пластовый флюид. Чем слабее себя проявляет пласт после снижения забойного давления ниже пластового, тем глубже создается депрессия. Кривая останется ниже линии, соответствующей рабочему давлению ($P_{\text{раб}}$), если пласт или себя не будет проявлять вообще (пунктирная линия), или интенсивность проявления пласта будет меньше производительности газлифтного подъемника.

С целью уменьшения пускового давления, с целью уменьшения времени продавки по длине колонны НКТ устанавливаются пусковые отверстия или пусковые клапаны. Эти пусковые устройства одновременно играют роль диспергаторов, обеспечивающих лучшее перемешивание закачиваемого газа со скважинной жидкостью, в результате уменьшается удельный расход газа, улучшается процесс лифтирования, снижается вероятность вибрирования скважинного и устьевого оборудования.

Варианты осуществления компрессорного способа вызова притока рекомендуется классифицировать следующим образом:

- создание циркуляции рабочего агента через башмак насосно-компрессорных труб по схеме прямой или обратной закачки без применения пусковых отверстий или клапанов;
- создание циркуляции рабочего агента по схеме прямой или обратной закачки через пусковые отверстия или клапаны;
- прямая или обратная закачка рабочего агента без создания циркуляции.

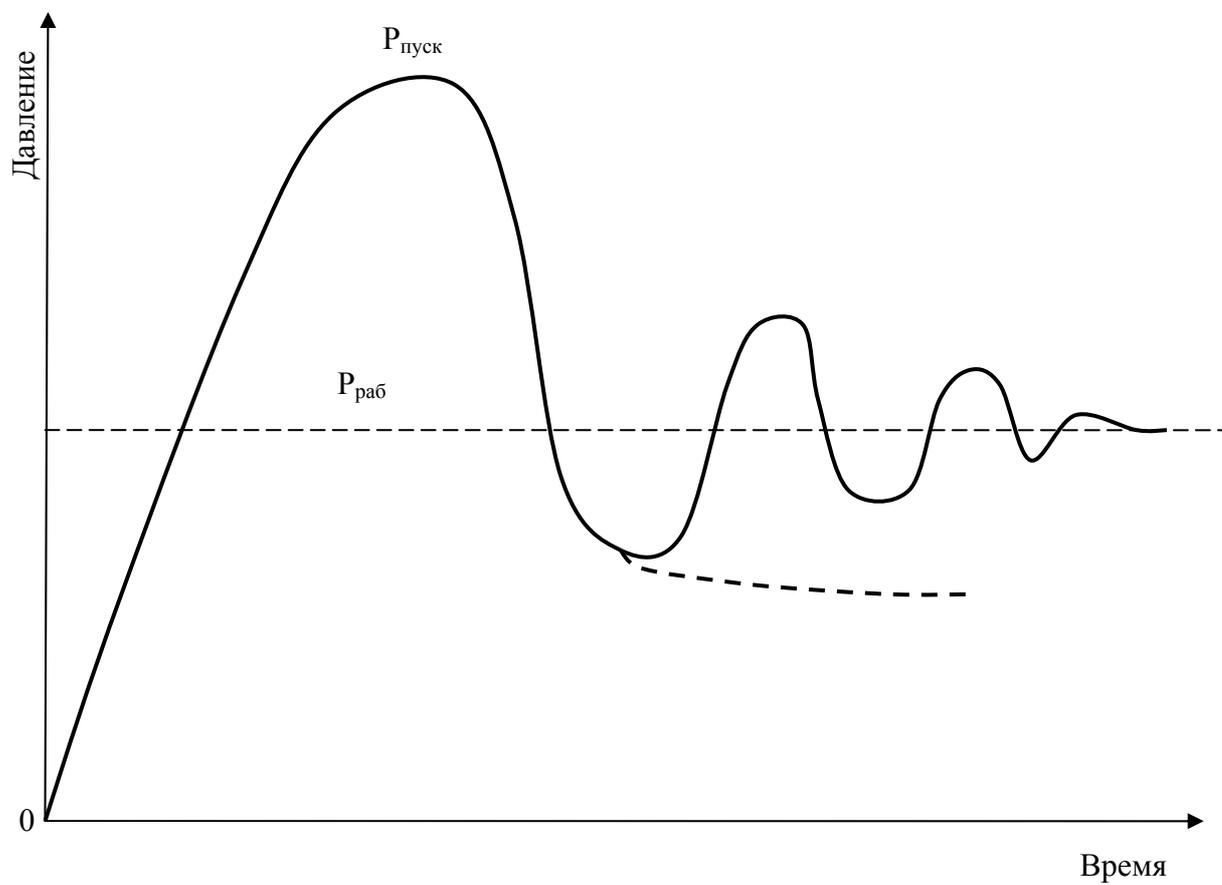


Рис. 3.5. График изменения избыточного давления на устье скважины при компрессорном способе вызова притока ($P_{\text{пуск}}$ – пусковое давление, $P_{\text{раб}}$ – рабочее давление)

При компрессорном способе вызова притока в околоскважинной зоне пласта могут создаваться очень высокие градиенты давления из-за депрессий, возникающих во время интенсивного газирования и выброса задавочного раствора, которым заполнена скважина. Большие по величине депрессии способствуют частичной очистке перфорационных каналов и каналов фильтрации от загрязняющего материала, т.е. частичному восстановлению продуктивности скважин. В то же время высокие депрессии, как уже отмечалось, могут приводить к ряду негативных последствий. Таким образом, в большинстве случаев вызов притока должен происходить при строго ограниченной величине депрессии.

При компрессорном способе осуществить вызов притока при строго ограниченной величине депрессии можно, если применить прямую или обратную закачку газа в скважину без создания циркуляции рабочего агента (рис. 3.6). Технология вызова притока по этому варианту заключается в следующем. В скважину под определенным давлением нагнетается рабочий агент – газ. Закачка газа обеспечивает вытеснение части скважинной жидкости на дневную поверхность. Нагнетание газа в скважину прекращается, когда уровень жидкости в колонне НКТ или в затрубном пространстве (в зависимости от схемы нагнетания рабочего агента в скважину) оттесняется на требуемую глубину, соответствующую заранее рассчитанной величине давления закачки газа. Значение величины давления нагнетания газа контролируется по манометру, находящемуся на подводящем трубопроводе или на устьевой арматуре скважины. После прекращения закачки газа подводящая линия сообщается с атмосферой, что приводит к выравниванию уровней оставшейся скважинной жидкости в НКТ и затрубном пространстве. Установившийся в момент выравнивания динамический уровень жидкости в скважине будет определять и величину забойного давления, и величину депрессии.

На примере схемы прямой закачки газа получим необходимые расчетные формулы. На рис. 3.7 показаны два крайних случая: положение границы газ-жидкость в колонне НКТ в момент достижения наибольшего давления нагнетания рабочего агента в скважину (схема слева) и положение динамического уровня в скважине в момент наименьшего забойного давления (схема справа), соответствующих максимально допустимой величине депрессии. Примем следующие допущения: скважина вертикальная, башмак колонны НКТ находится в середине интервала перфорации, скважина заполнена задавочной жидкостью до устья, поглощение жидкости в пласт при закачке газа отсутствует.

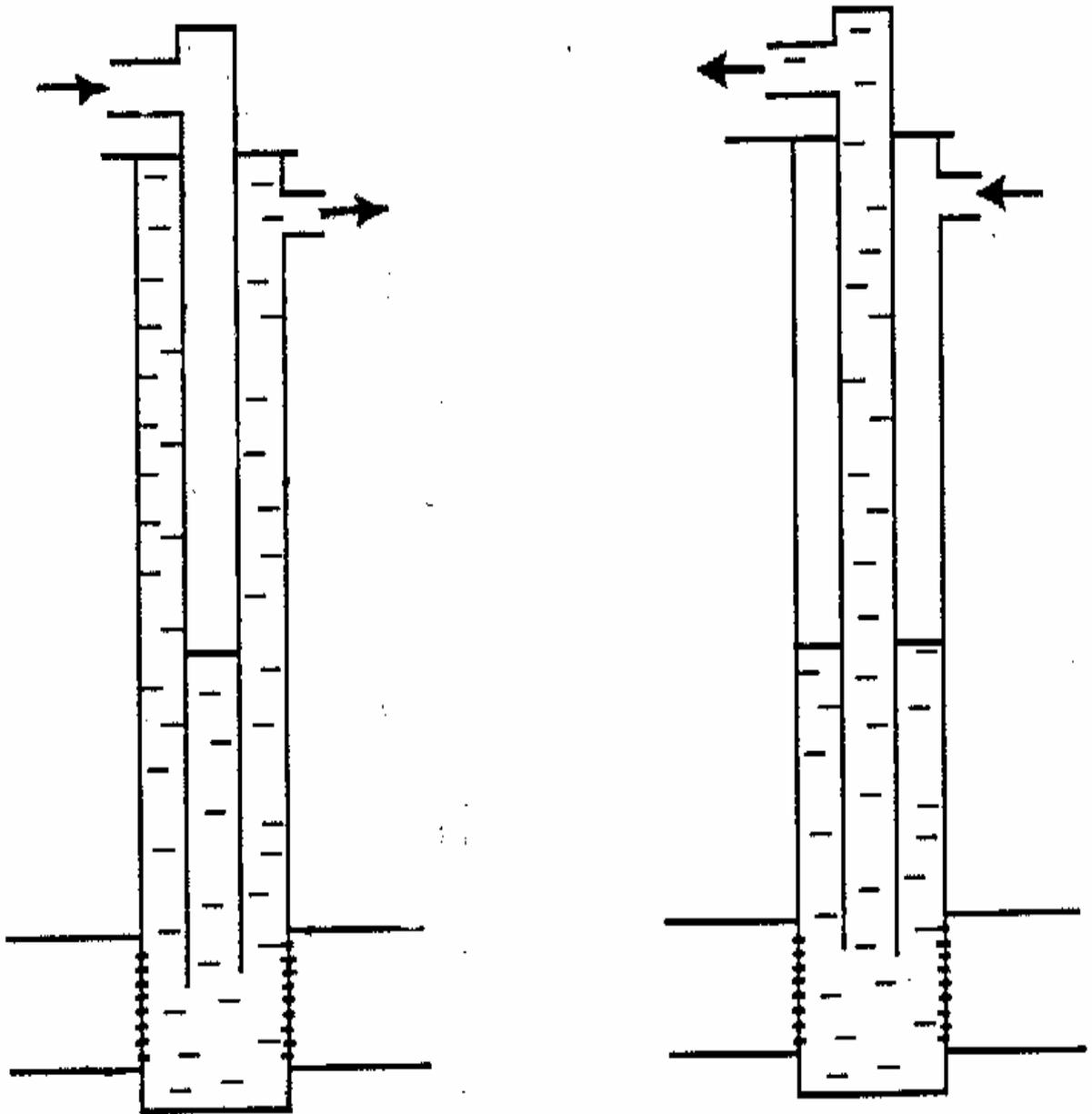


Рис. 3.6. Схемы прямой и обратной предельной закачки в скважину газообразного рабочего агента при компрессорном способе вызова притока без создания циркуляции

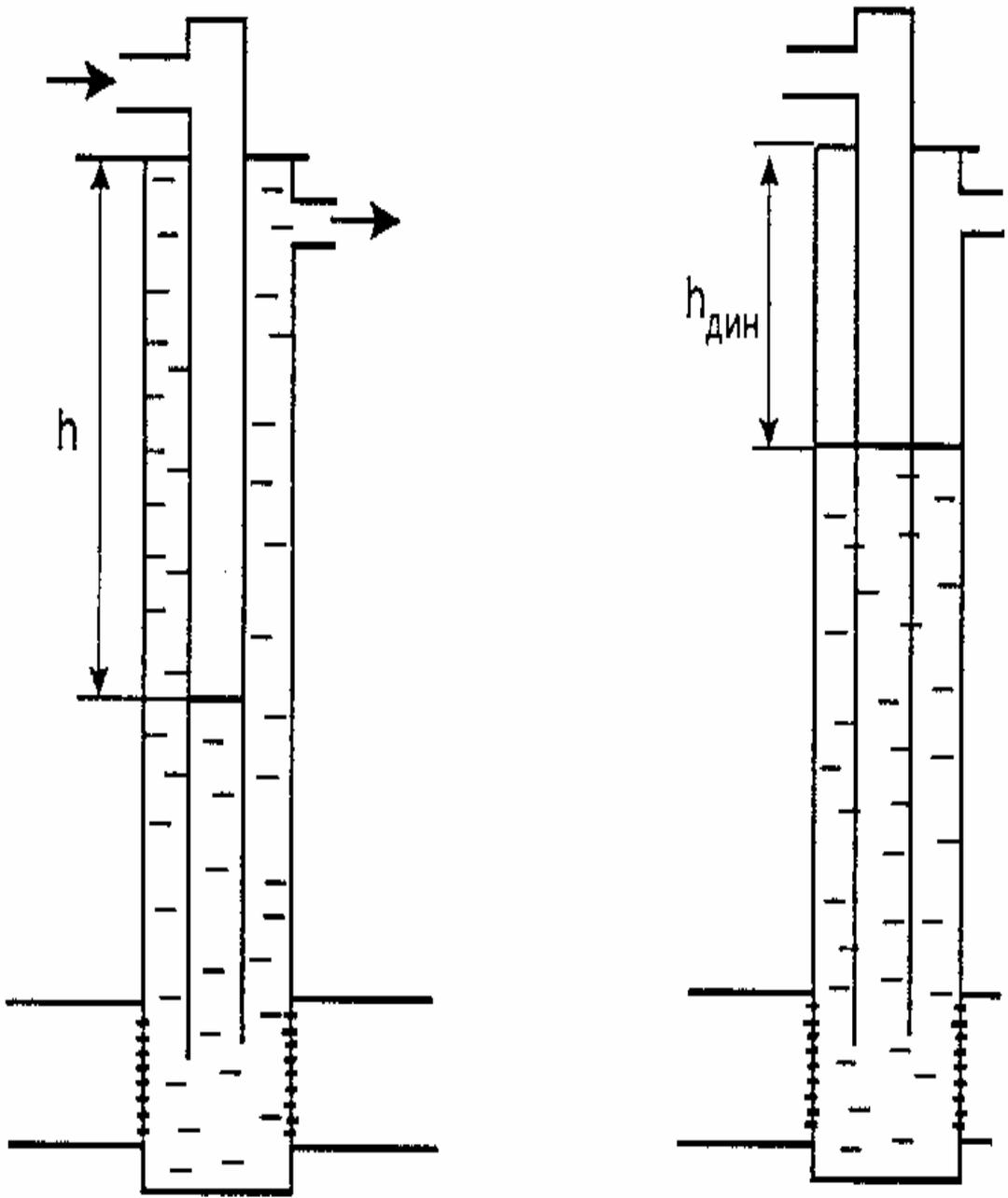


Рис. 3.7. Расчетные схемы двух моментов при прямой закачке газообразного рабочего агента без создания циркуляции

Давление на глубине h может быть записано следующими выражениями:

$$P = \rho_{ж} gh, \quad (3.2)$$

$$P = P_{доп} e^{[(0,03415\bar{\rho}_z h)/(zT)]}, \quad (3.3)$$

где P - давление в скважине на глубине h ;
 $\rho_{ж}$ - плотность скважинной жидкости;
 g - ускорение земного притяжения;
 $P_{доп}$ - максимально допустимое давление нагнетания газа в скважину;
 $\bar{\rho}_z$ - относительная плотность закачиваемого газа;
 z - среднее значение коэффициента сжимаемости газа;
 T - средняя абсолютная температура газа в скважине.

Из выражений (3.2) и (3.3) следует, что формула для определения искомой величины максимально допустимого давления нагнетания газа в скважину примет вид

$$P_{доп} = (c_{ж} gh) / e^{[(0,03415\bar{\rho}_z h)/(zT)]}. \quad (3.4)$$

В формуле (3.4) неизвестной является величина h . Глубина h , на которую следует оттеснить жидкость в скважине, может быть определена из следующего баланса объемов жидкости:

$$h_{дин} f_{кол} = (h - h_{дин}) f_{тр}, \quad (3.5)$$

где $f_{кол}$ - площадь сечения кольца затрубного пространства;
 $f_{тр}$ - площадь внутреннего сечения труб колонны НКТ;
 $h_{дин}$ - расстояние от устья скважины до динамического уровня в момент выравнивания уровней скважинной жидкости в НКТ и в затрубном пространстве.

Таким образом, при прямой закачке газа максимально допустимая глубина оттеснения жидкости определяется из выражения:

$$h = h_{дин} (1 + f_{кол} / f_{тр}). \quad (3.6)$$

Для случая обратной закачки газа аналогичные рассуждения приводят к получению следующего выражения для определения глубины оттеснения жидкости в затрубном пространстве:

$$h = h_{\text{дин}} (1 + f_{\text{тр}} / f_{\text{кол}}). \quad (3.7)$$

Расстояние от устья скважины до динамического уровня можно определить через известные величины:

$$h_{\text{дин}} = H_{\text{скв}} - P_{\text{заб}} / c_{\text{ж}} g = H_{\text{скв}} - (P_{\text{пл}} - \Delta p) / c_{\text{ж}} g, \quad (3.8)$$

где $H_{\text{скв}}$ - глубина скважины;
 $P_{\text{заб}}$ - давление на забое скважины;
 $P_{\text{пл}}$ - давление на контуре питания скважины;
 Δp - величина допустимой депрессии.

Тогда формулы (3.6) и (3.7) примут следующий окончательный вид.

Для прямой закачки газа

$$h = [H_{\text{скв}} - (P_{\text{пл}} - \Delta p) / c_{\text{ж}} g] (1 + f_{\text{кол}} / f_{\text{тр}}); \quad (3.9)$$

Для обратной закачки газа

$$h = [H_{\text{скв}} - (P_{\text{пл}} - \Delta p) / c_{\text{ж}} g] (1 + f_{\text{тр}} / f_{\text{кол}}). \quad (3.10)$$

Заметим, что формула (3.4) справедлива как для прямой, так и для обратной закачки газа.

Формулы (3.4), (3.9) и (3.10) являются расчетными. Расчеты по предложенным формулам позволят выбрать необходимое оборудование и рационально управлять процессом вызова притока из пласта в скважину.

На практике, при применении компрессорного способа вызова притока, обычно не учитывают давление, создаваемое столбом газа. Вполне возможно, что это допустимо, когда нет ограничений на величину депрессий. Однако, если величина депрессии ограничена, то даже незначительное превышение ее по отношению к допустимому значению может привести к негативным последствиям. Следует иметь в виду, что столб газа дает прирост давления более чем на 10 % на каждые 1000 метров глубины.

3.1.5. Применение скважинных насосов

Скважины могут быть пробурены на пласты, давление в которых значительно ниже гидростатического. Скважины могут осваиваться после их ремонта, а до ремонта они длительно эксплуатировались механизированным способом. В этих случаях, как правило, на скважинах не ожидается фонтанных проявлений.

Вызов притока в таких скважинах можно осуществить насосным способом путем снижения уровня жидкости (уменьшением величины

столба жидкости в скважине). Причем может использоваться именно тот насос, которым эта скважина будет в дальнейшем эксплуатироваться. Насос может спускаться на проектную глубину в соответствии с предполагаемым дебитом и положением динамического уровня при эксплуатации скважины на расчетном технологическом режиме работы.

Это экономичный способ вызова притока. Однако, его следует применять, если скважина и ее забой предварительно тщательно очищены и не содержат подвижных механических примесей, которые бы осложнили нормальную работу скважинного насоса.

3.1.6. Другие способы вызова притока

Выше были рассмотрены только основные способы вызова притока, которые, по всей вероятности, можно назвать классическими, поскольку именно они признаются нормативными документами.

В зависимости от конкретных промысловых и скважинных условий могут применяться какие-либо особые практические приемы, модифицирующие классические способы вызова притока.

При осуществлении способа замены скважинной жидкости на жидкость меньшей плотности можно нагнетать в скважину или газированную жидкость (жидкость с пузырьками газа), или создавать газовые пачки (пробки) в скважине. Это будет интенсифицировать процесс вызова притока. В качестве газообразного рабочего агента можно использовать азот. Азот является нетоксичным и достаточно инертным газом. Он взрывобезопасен, может транспортироваться в жидком виде. Промышленность располагает испарителями для перевода жидкого азота в газообразное состояние.

При компрессорном способе вызова притока глубину оттеснения скважинной жидкости, если компрессор не обладает достаточной мощностью, можно увеличить путем подкачки какой-либо жидкости или в поток газа, или сверху на столб закачанного газа. В последнем случае на границе между газом и жидкостью желателен вязкоупругий состав, чтобы максимально ограничить перемешивание этих двух агентов за счет разности плотностей.

Газирование скважинной жидкости можно обеспечить применением сухого льда. При погружении сухого льда в жидкость он превращается в газообразный диоксид углерода (углекислый газ). Один кубический метр сухого льда может дать около 800 кубических метров газа. Такой прием в отдельных случаях может обеспечить начало притока в скважину даже без применения компрессорных и насосных установок.

Понизить давление на забое скважины можно с помощью испытателей пластов. Комплект испытательных инструментов (КИИ) на трубах предназначен для испытания перспективных объектов (пластов) на нефть и газ в открытом стволе или в обсадной колонне поисковых и

разведочных скважин. Основными узлами КИИ являются пакер, испытатель пластов, система клапанов, глубинные манометры. При спуске испытатель пластов закрыт, поэтому скважинная жидкость не попадает в бурильные трубы, на которых спускается КИИ. Пакер устанавливается над испытуемым пластом и, герметично перекрывая обсаженный или необсаженный ствол, изолирует подпакерный объем от остальной части ствола скважины. Путем соединения подпакерного пространства с полостью бурильных труб создается депрессия и происходит приток нефти или газа из испытуемого интервала пласта в бурильные трубы. Этот период испытания называется периодом притока. Он может длиться от нескольких минут до нескольких часов. После окончания притока испытатель пластов закрывается без нарушения герметичности пакеровки и происходит восстановление давления на забое скважины. Изменение давления в периоды притока и восстановления регистрируется глубинными манометрами.

КИИ позволяет создавать мгновенную высокую депрессию на испытуемый пласт, что оказывает в отдельных случаях благоприятное воздействие на процесс очистки порового пространства призабойной зоны. Причем периоды притока и восстановления давления могут повторяться неоднократно. Эти факторы, а также относительная простота спуска и надежность герметизации способствовали широкому использованию КИИ для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении скважин.

В Ивано-Франковском институте нефти и газа была разработана технология освоения скважин с очисткой призабойной зоны путем воздействия на пласт циклическими управляемыми депрессиями. Эта технология реализуется при помощи установленного на колонне НКТ пакера и смонтированного над ним струйного аппарата. Подкачей насосным агрегатом рабочего агента к соплу струйного насоса понижается давление в подпакерной части скважины до требуемой величины. Соответствующим режимом работы насосного агрегата необходимое время поддерживается величина депрессии. После прекращения подачи рабочего агента гидростатическое давление на забое скважины восстанавливается. Циклы снижения-восстановления забойного давления повторяются многократно до появления устойчивого притока из пласта.

Создание управляемых циклических депрессий на пласт способствует извлечению упруго расширяющейся жидкости, попавшей в пласт. Практика применения этого метода освоения скважин показала, что за несколько десятков циклов удается извлечь из пласта на поверхность многие кубометры бурового раствора. Струйный аппарат также может быть применен для повышения эффективности кислотных обработок призабойных зон, поскольку обеспечивает быстрое и надежное удаление из породы остаточного раствора кислоты и продуктов реакции.

Струйные аппараты способны обеспечивать практически любую депрессию, так как на приеме струйного аппарата может быть получен

даже вакуум. Эти устройства способны обеспечивать отборы из скважин до 1000 м³/сут. жидкости и более.

3.2. Расчет процесса вызова притока способом замены скважинной жидкости

При применении способа вызова притока из пласта в скважину путем замены скважинной жидкости на жидкость (рабочий агент) меньшей плотности необходимо сделать расчеты и определить:

- максимальное давление нагнетания;
- забойное давление в любой момент процесса;
- объем нагнетаемой жидкости;
- продолжительность закачки.

Для расчета необходимо знать глубину (расстояние по вертикали) интервала перфорации, длину колонны НКТ, местоположение башмака НКТ, средний зенитный угол кривизны скважины, внутренний и наружный диаметры труб колонны НКТ, производительность насосного агрегата, свойства скважинной и нагнетаемой в скважину жидкостей.

В расчетах скважину рассматривают как однорядный подъемник. На практике замену скважинной жидкости чаще осуществляют по схеме обратной закачки (промывки), т.е. подачи нагнетаемой жидкости в затрубное пространство, имеющее кольцевое сечение. Считается, что перед вызовом притока статический уровень скважинной жидкости находится у устья скважины.

Расчетная схема процесса показана на рис. 3.8.

Давление в кольцевом (затрубном) пространстве на уровне башмака колонны НКТ ($P_{\text{баш кол}}$) можно представить в виде уравнения (баланса давления):

$$P_{\text{баш кол}} = \rho_{\text{наг}} \cdot g \cdot H_{\text{баш}} + P_{\text{наг}} - \Delta p_{\text{кол наг}}, \quad (3.11)$$

- где $\rho_{\text{наг}}$ - плотность жидкости, нагнетаемой в затрубное пространство скважины;
- $H_{\text{баш}}$ - глубина (расстояние по вертикали от устья до башмака) башмака НКТ;
- $P_{\text{наг}}$ - давление нагнетаемой жидкости в затрубном пространстве на устье скважины (затрубное давление);
- $\Delta p_{\text{кол наг}}$ - потери давления на трение при движении нагнетаемой жидкости в кольце затрубного пространства.

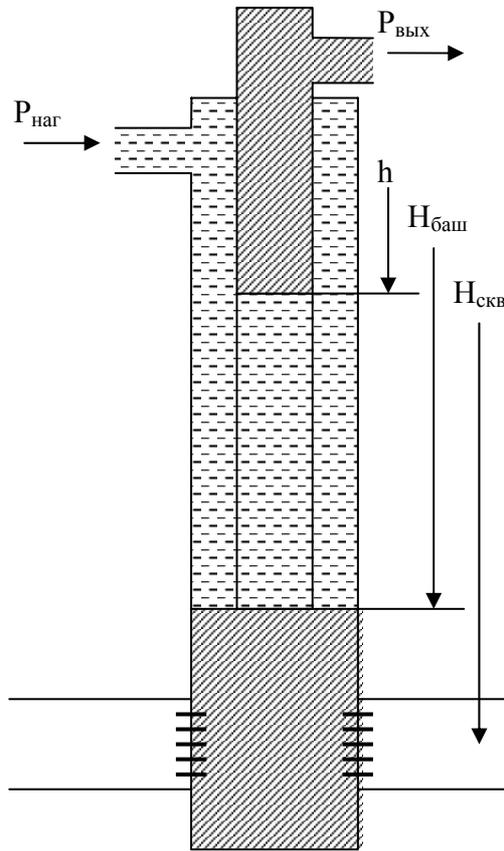


Рис. 3.8. Схема скважины для расчета вызова притока способом замены скважинной жидкости (скважинного раствора) на рабочий агент меньшей плотности

Аналогичное уравнение для определения давления в трубе на уровне башмака колонны НКТ ($P_{\text{баш тр}}$) имеет вид:

$$P_{\text{баш тр}} = c_{\text{наг}} \cdot g \cdot (H_{\text{баш}} - h) + c_{\text{скв}} \cdot g \cdot h + \Delta p_{\text{тр наг}} + \Delta p_{\text{тр скв}} + P_{\text{вых}}, \quad (3.12)$$

где h - глубина нахождения границы раздела нагнетаемой и скважинной жидкостей в колонне НКТ;
 $\rho_{\text{скв}}$ - плотность скважинной жидкости;
 $\Delta p_{\text{тр наг}}$ - потери давления на трение при движении нагнетаемой жидкости в колонне НКТ;
 $\Delta p_{\text{тр скв}}$ - потери давления на трение при движении скважинной жидкости в колонне НКТ;
 $P_{\text{вых}}$ - давление на выходе жидкости из скважины (устьевое давление).

В любой момент времени $P_{\text{баш наг}} = P_{\text{баш тр}}$. Поэтому из формулы (3.11) и (3.12) следует, что

$$P_{\text{наг}} = (c_{\text{скв}} - c_{\text{наг}}) \cdot g \cdot h + \Delta p_{\text{кол наг}} + \Delta p_{\text{тр наг}} + \Delta p_{\text{тр скв}} + P_{\text{вых}}. \quad (3.13)$$

Максимальная величина давления нагнетания ($P_{\text{наг макс}}$) будет в момент, когда нагнетаемая жидкость достигнет башмака НКТ. Формула (3.13) для этого момента принимает вид:

$$P_{\text{наг макс}} = (c_{\text{скв}} - c_{\text{наг}}) \cdot g \cdot H_{\text{баш}} + \Delta p_{\text{кол наг}} + \Delta p_{\text{тр скв}} + P_{\text{вых}}. \quad (3.14)$$

Из формул (3.13) и (3.14) следует, что основные расчеты при замене жидкостей в скважине связаны с определением потерь давления на трение. Методики расчета потерь давления на трение различаются для ньютоновских и неньютоновских жидкостей. Глинистый раствор, например, относится к неньютоновским жидкостям (конкретно – к вязкопластичным жидкостям), поскольку характеризуется пластической вязкостью (μ_0) и предельным динамическим напряжением сдвига (τ_0). Численные значения этих реологических характеристик могут быть определены по формулам:

$$\mu_0 = 0,033 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{ВПЖ}} - 0,022, \quad (3.15)$$

и

$$\tau_0 = 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{\text{ВПЖ}} - 7, \quad (3.16)$$

где $\rho_{\text{ВПЖ}}$ – плотность вязкопластичной жидкости.

Расчеты потерь давления на трение при движении ньютоновских жидкостей ведутся по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$\Delta p = \lambda \frac{L}{d_{\text{экв}}} \cdot \frac{V^2}{2} \rho_{\text{ж}}, \quad (3.17)$$

где λ - коэффициент гидравлического сопротивления, определяемый по соответствующим формулам в зависимости от режима (ламинарный или турбулентный) течения жидкости и от численного значения критерия Рейнольдса (Re);
 L - длина пути течения жидкости;
 $d_{\text{экв}}$ - эквивалентный диаметр канала течения. Если канал течения круглый, то $d_{\text{экв}} = d$ (здесь d - внутренний диаметр труб колонны НКТ). Если канал течения кольцевой, то $d_{\text{экв}} = D - d_{\text{нар}}$ (здесь D - внутренний диаметр труб обсадной колонны, $d_{\text{нар}}$ - наружный диаметр труб колонны НКТ);
 V - линейная скорость течения жидкости;
 $\rho_{\text{ж}}$ - плотность ньютоновской жидкости.

Для ламинарного течения ньютоновской жидкости ($Re < 2300$) коэффициент гидравлического сопротивления определяется по формуле:

$$\lambda = \frac{64}{Re}. \quad (3.18)$$

Формула для определения численного значения критерия Рейнольдса имеет вид:

$$Re = \frac{V \cdot d_{\text{экв}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}}, \quad (3.19)$$

где $\mu_{\text{ж}}$ - коэффициент динамической вязкости ньютоновской жидкости.

Для турбулентного течения, в пределах изменения $2300 < Re < 100000$, можно пользоваться формулой:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}. \quad (3.20)$$

При $Re > 100000$ коэффициент гидравлического сопротивления рекомендуется определять по формуле Г.К. Филоненко:

$$\lambda = 1 / (0,79 \cdot \ln Re - 1,64)^2 = (0,79 \cdot \ln Re - 1,64)^{-2}. \quad (3.21)$$

При течении жидкости в кольцевом пространстве возникают дополнительные потери давления из-за эксцентричного расположения колонны НКТ в обсадной эксплуатационной колонне, из-за сужения кольцевого пространства против муфтовых соединений труб колонны НКТ, из-за шероховатости и загрязненности поверхности НКТ. Чтобы учесть дополнительные потери давления в процессе течения ньютоновской жидкости существуют соответствующие формулы. Однако в реальных условиях точных знаний о состоянии поверхности каналов, по которым течет жидкость в скважине, нет. Поэтому, для простоты расчетов, можно рекомендовать следующий прием: увеличить полученное по формулам (3.20) или (3.21) численное значение коэффициента гидравлического сопротивления на 30 %.

Расчет потерь давления для случая вязкопластичной жидкости можно выполнить так. Здесь также движение происходит в кольцевом и круглом сечениях, при ламинарном (структурном) или турбулентном режимах течения. В случае вязкопластичной жидкости расчеты для ламинарного течения связаны с определением параметров Рейнольдса, Сен-Венана-Илюшина, Хедстрема, а также связаны еще с использованием специальных графиков. Для турбулентного режима течения вязкопластичной (неньютоновской) жидкости расчет ведется по довольно простой формуле:

$$\Delta p_{\text{ВПЖ}} = 0,012 \cdot c_{\text{ВПЖ}} \cdot L \cdot V^2 / d_{\text{ЭКВ}}. \quad (3.22)$$

Если для ламинарного режима делать расчеты по формуле (3.22), то получится некоторое завышение (перестраховка) полученной величины потерь давления на трение, а также значительное упрощение расчетов. То и другое, как правило, полезно в оценочных расчетах.

В какой-то момент закачки граница раздела жидкостей в колонне НКТ между ее башмаком и устьем скважины примет такое положение, что давление на забое может стать меньше давления в пласте. С этого момента может начаться приток из пласта в скважину. Из схемы на рис. 3.8. следует, что формула для определения забойного давления имеет вид:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{баш}} + c_{\text{СКВ}} \cdot g \cdot (H_{\text{СКВ}} - H_{\text{баш}}), \quad (3.23)$$

где $H_{\text{СКВ}}$ – глубина скважины.

По формулам (3.12) и (3.23) следует сделать расчеты и построить график в координатах $P_{\text{заб}} - h / H_{\text{баш}}$ или $P_{\text{заб}} - h$. Если в интервале изменения h от башмака НКТ до устья скважины забойное давление не станет меньше пластового давления, то для вызова притока следует взять

рабочий агент еще меньшей плотности или применить другой способ вызова притока из пласта в скважину.

Для момента, когда забойное давление сравнивается с пластовым, нужно определить объем закачанной в скважину жидкости и продолжительность закачки.

Количество закачанной в скважину жидкости ($V_{\text{наг}}$) определяется как сумма объема затрубного пространства и объема, занимаемого нагнетаемой жидкостью в НКТ:

$$\begin{aligned} V_{\text{наг}} &= \frac{\pi(D^2 - d_{\text{нар}}^2)}{4} \cdot L_{\text{баш}} + \frac{\pi d^2}{4} (L_{\text{баш}} - L_h) = \\ &= \frac{\pi(D^2 - d_{\text{нар}}^2)}{4} \cdot \frac{H_{\text{баш}}}{\cos \alpha} + \frac{\pi d^2}{4} \cdot \frac{(H_{\text{баш}} - h)}{\cos \alpha}, \end{aligned} \quad (3.24)$$

где $L_{\text{баш}}$ - длина колонны НКТ;
 L_h - длина верхней части НКТ, занятой скважинной жидкостью;
 α - средний зенитный угол кривизны скважины;

Продолжительность закачки ($t_{\text{наг}}$) определяется по формуле:

$$t_{\text{наг}} = V_{\text{наг}} / q_n, \quad (3.25)$$

где q_n - производительность насосного агрегата.

Очевидно, что между производительностью насосного агрегата, продолжительностью закачки и положением границы раздела между нагнетаемой и скважинной жидкостями имеется связь. Действительно, из формул (3.24) и (3.25) следует, что

$$h = H_{\text{баш}} \left(\frac{D^2}{d^2} - \frac{d_{\text{нар}}^2}{d^2} + 1 \right) - t_{\text{наг}} \cdot \frac{4 \cdot q_n \cdot \cos \alpha}{\pi d^2}. \quad (3.26)$$

Теперь, если в формулу (3.12) вместо h подставить правую часть формулы (3.26), то по формуле (3.23) можно будет построить график изменения забойного давления от времени (график в координатах $P_{\text{заб}} - t_{\text{наг}}$). Если сделать такую же подстановку в формулу (3.13), то можно будет построить график изменения давления нагнетания от времени (график в координатах $P_{\text{наг}} - t_{\text{наг}}$).

Аналогичным образом можно сделать расчет по схеме прямой закачки с целью вызова притока из пласта в скважину способом замены скважинной жидкости на жидкость (агент) меньшей плотности.

3.3. Расчеты при вызове притока компрессорным способом

При компрессорном способе вызова притока наиболее важными величинами для расчета являются:

- глубина (по вертикали), на которую компрессор сможет оттеснить уровень жидкости в скважине;
- продолжительность нагнетания газа до достижения этой глубины.

Наибольшее давление на забое скважины будет наблюдаться в момент ввода газа в задавочную скважинную жидкость. Сжатый газ вводится в скважинную жидкость или через башмак НКТ, или через пусковые отверстия (пусковые муфты), или через пусковые клапаны. Глубина ввода сжатого газа обычно определяется возможностями компрессора. Для схемы обратной закачки газа глубина ввода ($H_{\text{ввода}}$) может быть определена из выражения:

$$\begin{aligned} H_{\text{ввода}} &= L_{\text{ввода}} \cdot \cos \beta = \\ &= \frac{(P_{\text{к}} - P_{\text{вых}}) \cdot \cos \beta}{\cos \beta \cdot g \left(c_{\text{скв}} - c_{\text{г0}} \frac{P_{\text{к}} \cdot T_0}{P_0 \cdot z \cdot T} \right) + \frac{\Delta p_{\text{кол}}}{L_{\text{ввода}}} + \frac{\Delta p_{\text{тр}}}{L_{\text{ввода}}}}, \end{aligned} \quad (3.27)$$

где $L_{\text{ввода}}$ - длина колонны НКТ от устья до точки ввода сжатого газа в скважинную жидкость;

$P_{\text{к}}$ - давление, создаваемое компрессором;

$\rho_{\text{г0}}$ - плотность газа при стандартных условиях;

T_0 - стандартная температура, равная 293К;

P_0 - давление, равное 101325 Па;

$\Delta p_{\text{кол}}$ - потери давления на трение газа в затрубном пространстве;

$\Delta p_{\text{тр}}$ - потери давления на трение скважинной жидкости в колонне НКТ.

Потери давления на трение в формуле (3.27) отнесены к длине. Это упрощает расчеты. Формулы для расчета потерь давления на трение аналогичны тем, которые приведены для способа замены скважинной жидкости на жидкость меньшей плотности.

Продолжительность нагнетания газа ($t_{\text{наг}}$) определяется по формуле:

$$t_{\text{наг}} = \frac{V_{\text{наг}} \cdot (P_{\text{к}} + P_{\text{ввода}}) \cdot T_0}{2q_{\text{г0}} \cdot P_0 \cdot z \cdot T}, \quad (3.28)$$

где $V_{\text{наг}}$ - объем скважины, занимаемый нагнетаемым газом в момент его поступления в скважинную жидкость;
 $P_{\text{ввода}}$ - давление на глубине ввода газа в скважинную жидкость, определяется по барометрической формуле (3.3);
 $q_{Г0}$ - производительность компрессора, приведенная к стандартным условиям.

3.4. Расчеты при циркуляции в скважине пены

Приведем формулы для расчета процесса циркуляции в скважине пенной системы по схеме обратной закачки.

Циркуляция пены происходит через башмак НКТ. Поэтому величину забойного давления следует определять по формуле (3.23). Для определения $P_{\text{баш}}$ можно воспользоваться одной из формул:

$$P_{\text{баш}} = c_{\text{пв}} \cdot g \cdot H_{\text{баш}} + \Delta p_{\text{трв}} + P_{\text{вых}} \quad (3.29)$$

или

$$P_{\text{баш}} = P_{\text{наг}} + c_{\text{пн}} \cdot g \cdot H_{\text{баш}} - \Delta p_{\text{колн}}, \quad (3.30)$$

где $\rho_{\text{пв}}$ - плотность восходящего потока пены;
 $\rho_{\text{пн}}$ - плотность нисходящего потока пены;
 $\Delta p_{\text{трв}}$ - потери давления на трение восходящего потока пены в колонне НКТ;
 $\Delta p_{\text{колн}}$ - потери давления на трение нисходящего потока пены в затрубном пространстве.

Из формул (3.29) и (3.30) следует, что формула для определения давления нагнетания пены в затрубное пространство на устье скважины имеет вид:

$$P_{\text{наг}} = (c_{\text{пв}} - c_{\text{пн}}) \cdot g \cdot H_{\text{баш}} + \Delta p_{\text{колн}} + \Delta p_{\text{трв}} + P_{\text{вых}}. \quad (3.31)$$

Для восходящего потока плотность пены определяется формулой:

$$c_{\text{пв}} = c_{\text{ж}} (1 - V_{\text{в}}) + c_{\text{Г0}} \cdot V_{\text{в}} \frac{P_{\text{к}} \cdot T_0}{P_0 \cdot z \cdot T}. \quad (3.32)$$

Плотность пены для нисходящего потока определяется формулой:

$$c_{\text{пн}} = c_{\text{ж}} (1 - V_{\text{н}}) + c_{\text{Г0}} \cdot V_{\text{н}} \frac{P_{\text{к}} \cdot T_0}{P_0 \cdot z \cdot T}. \quad (3.33)$$

Формула для определения истинной концентрации газа в восходящем потоке имеет вид:

$$V_B = \frac{1 - 0,05}{1 + \frac{Q_{ж} \cdot P_k \cdot T_0}{Q_{г0} \cdot P_0 \cdot z \cdot T}}, \quad (3.34)$$

где $Q_{ж}$ - объемный расход жидкости для приготовления пены;
 $Q_{г0}$ - объемный расход газа, приведенный к стандартным условиям.

Истинная концентрация газа в нисходящем потоке определяется как

$$V_H = \frac{1 + 0,05}{1 + \frac{Q_{ж} \cdot P_k \cdot T_0}{Q_{г0} \cdot P_0 \cdot z \cdot T}}. \quad (3.35)$$

Величину коэффициента гидравлического сопротивления при течении пены обычно не рассчитывают, а принимают равной 0,03. Тогда формула для определения потерь на трение при движении пены в затрубном пространстве запишется:

$$\Delta p_{колн} = 0,015 \cdot L_{баш} \cdot V_{кол}^2 \cdot c_{пн} / (D - d_{нар}). \quad (3.36)$$

Для восходящего потока пены в колонне НКТ потери давления на трение определяются:

$$\Delta p_{трв} = 0,015 \cdot L_{баш} \cdot V_{тр}^2 \cdot c_{пв} / d. \quad (3.37)$$

Скорость течения пены в кольцевом пространстве определяется как

$$V_{кол} = 4 \cdot Q_{п} / (\pi D^2 - \pi d_{нар}^2). \quad (3.38)$$

Для восходящего потока линейная скорость течения пены в колонне НКТ определяется как

$$V_{тр} = 4 \cdot Q_{п} / \pi d^2, \quad (3.39)$$

где $Q_{п}$ - расход пены.

Расход пены следует определять по формуле:

$$Q_{\text{п}} = Q_{\text{ж}} + \frac{Q_{\text{г0}} \cdot P_0 \cdot z \cdot T}{P_{\text{к}} \cdot T_0}. \quad (3.40)$$

3.5. Восстановление проницаемости породы призабойной зоны пласта

Если проницаемость породы призабойной зоны пласта по какой-либо причине существенно снизилась, то вызов притока следует начинать только после проведения каких-либо мероприятий, направленных на восстановление продуктивной характеристики ПЗП. В противном случае скважина окажется существенно гидродинамически несовершенной по качеству вскрытия пласта, а приток в скважину при применении классических способов вызова произойдет только по немногочисленным отдельным пропласткам, имеющим относительно высокую проницаемость. Это, как уже было объяснено, приведет к неравномерной по толщине выработке пласта и низкой конечной величине углеводородоотдачи. Для газонасыщенных пластов, например, вообще характерно поступление газа из пласта только по наиболее крупным каналам фильтрации, если относительно мелкие каналы принудительно не освобождены от воды или жидких углеводородов.

К настоящему времени разработаны многие десятки методов воздействия на призабойную зону с целью восстановления и повышения проницаемости породы. Иногда эти методы еще называют методами интенсификации притока.

В научно-технической и учебной литературе можно встретить различные классификации методов интенсификации притока в скважины, основанные на воздействии на призабойную зону пласта. Однако, системную классификацию этих методов, по всей вероятности, разумно сделать в соответствии с основными фундаментальными науками. Тогда все известные методы воздействия можно поделить на:

- химические;
- физические;
- биологические;
- комбинированные.

Ниже будет дано краткое описание методов интенсификации притока в соответствии с предложенной классификацией. Подробное их описание можно найти в учебниках, учебных пособиях, многих научно-технических изданиях. Дело в том, что воздействие на призабойную зону – это отдельный самостоятельный раздел знаний в нефтегазовом деле. В учебных программах дисциплин по изучению вопросов эксплуатации нефтяных и газовых скважин эти методы рассматриваются также как отдельный самостоятельный раздел.

Химические методы. Основаны на химическом взаимодействии кислот с породой, а также с некоторым загрязняющим материалом. Классика химических методов – это солянокислотные обработки (СКО). Хлористоводородная (соляная) кислота способна активно растворять известняки и доломиты, из которых, в основном, состоят карбонатные породы. Замечательным свойством такого взаимодействия является то, что продукты реакции – хлористый кальций, хлористый магний, диоксид углерода – хорошо растворимы в воде, что позволяет удалить их из зоны реакции. Таким образом, в зоне взаимодействия рабочего кислотного раствора увеличиваются в размерах имеющиеся каналы фильтрации и (или) появляются новые каналы. Эти каналы часто называют каналами растворения.

К настоящему времени разработаны технологии, способные воздействовать на нужный интервал пласта, т.е. селективно, разработаны технологии с регулированием глубины воздействия, что исключительно важно с практической точки зрения. Различными добавками к кислотному раствору можно надежно защитить металлическое оборудование скважин от химической коррозии. Разработаны технологии эффективного воздействия как на карбонатные, так и на терригенные породы. Накоплен опыт применения не только растворов соляной, но и многих других кислот (фтористоводородная, хлористый ацетил, сульфаминовая, уксусная и др.).

Физические методы. Это самый многочисленный класс методов воздействия на призабойную зону. Поэтому этот класс резонно еще раз разделить, например, в соответствии с основными разделами физики. Тогда внутрифизическая классификация может выглядеть следующим образом:

- механические;
- тепловые;
- волновые;
- осушающие;
- растворяющие;
- поверхностно-молекулярные.

Классический представитель механического воздействия на призабойную зону – это гидравлический разрыв пласта (ГРП) с закреплением трещин кварцевым песком или каким-либо другим расклинивающим материалом. Сущность ГРП заключается в раскрытии существующих или создании новых трещин в призабойной зоне пласта за счет высокого давления фильтрующейся в пласт жидкости разрыва, нагнетаемой насосными агентами на забой скважины через колонну НКГ. Получающиеся трещины в сечении имеют форму, похожую на треугольник. Раскрытие трещин у стенки скважины (основание треугольника) может изменяться в пределах от нескольких миллиметров до нескольких сантиметров. Длина трещин может составлять десятки

метров. Если трещину (или трещины) умеренно рыхло заполнить каким-либо прочным гранулированным материалом, то этот материал, во-первых, не позволит трещине сомкнуться, когда давление на забое скважины будет снижено до величины, при которой осуществляется нормальная эксплуатация этой скважины. Во-вторых, остаточная проницаемость трещины будет иметь величину, на порядки превышающую проницаемость породы призабойной зоны, которую порода имела до создания трещины. В результате средняя проницаемость породыкратно увеличивается, что приведет, соответственно, к значительному увеличению притока в скважину. Несмотря на то, что ГРП применяется на промыслах страны многие десятки лет, технология этого основного из механических методов постоянно совершенствуется. Здесь важно, чтобы используемые основные рабочие агенты (жидкость разрыва, жидкость песконоситель, расклинивающий материал) наиболее точно отвечали предъявляемым требованиям, чтобы использовался необходимый набор оборудования (в том числе надежно работающие пакеры). С целью снижения величины давления разрыва и инициирования трещин в нужном интервале забоя скважины рекомендуется провести дополнительную перфорацию кумулятивными или гидropескоструйными перфораторами. В последние годы на промыслах страны стали активно применять глубокопроникающие гидравлические разрывы пластов, которые еще называют массивными ГРП. Метод ГРП очень дорогой. Однако, качественное его исполнение можеткратно увеличить приток в скважину.

Тепловое воздействие на забой и призабойную зону целесообразно, когда нефть или газовый конденсат содержат большое количество асфальтосмолопарафиновых веществ, а также в случаях, когда залежи содержат высоковязкие нефти. Физическая предпосылка здесь совершенно понятная: при повышенных температурах твердые асфальтосмолопарафиновые вещества переходят в жидкообразное состояние и становятся подвижными, а вязкость нефти существенно уменьшается. Поскольку при разбуривании продуктивного пласта из-за циркуляции бурового раствора призабойная зона в той или иной степени охлаждается, то вполне возможна кристаллизация в поровом пространстве асфальтосмолопарафиновых веществ, содержащихся в нефтях и некоторых конденсатах. Прогрев забоя и призабойной зоны может быть осуществлен с помощью теплоносителя или забойного нагревателя. Теплоноситель может нагреваться на дневной поверхности или на забое скважины. В качестве забойного нагревателя обычно используются электронагреватели, хотя известны нагреватели другого принципа действия.

Методы волнового воздействия особенно активно разрабатываются в последние годы. Волны (упругие, электромагнитные и др.) – это возмущения, распространяющиеся с конечной скоростью в пространстве и несущие с собой энергию без переноса вещества. Волновые возмущения

могут создаваться однократно или многократно с какой-то периодичностью. В последнем случае волновые возмущения можно назвать колебаниями. Колебания – это движения, обладающие той или иной степенью повторяемости. Механические колебания в технике часто называют вибрацией. Наибольший интерес у исследователей вызывают упругие колебания низкочастотного диапазона от 20 до 300 герц (Гц). Исследования показали, что упругие колебания именно такой частоты наиболее эффективно и положительно воздействуют на призабойную зону пласта.

Разработаны технологии и устройства воздействия на пласты с поверхности и с забоя скважин. Для целей освоения скважины высокую результативность можно ожидать от комбинации скважинных генераторов колебаний со струйными насосами.

Многими известными исследователями проведен большой объем экспериментальных и промысловых исследований по изучению влияния упругих колебаний на продуктивные пласты.

Последствия и механизм воздействия упругих колебаний представляется, примерно, следующим. Происходит ускорение релаксации негативных механических напряжений в призабойной зоне пласта, являющихся следствием вскрытия продуктивных пластов бурением и перфорацией, что приводит к восстановлению исходной проницаемости породы. Разрушаются облитерационные слои на поверхности поровых каналов, в результате чего увеличивается эффективное сечение пор, что приводит к повышению подвижности жидкостей особенно в каналах малого поперечного сечения. Увеличивается сплошность раздробленных в поровых каналах жидкостей. Частицы, кольматирующие поровые каналы, отрываются от поверхности пор и свободнее проходят через сужения поровых каналов. Меняются реологические свойства жидкостей, уменьшается предельное напряжение сдвига неньютоновских систем, повышается подвижность нефтей с высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых веществ. Происходит более интенсивная дегазация жидкостей.

Следует отметить, что пока еще нет единой стройной гипотезы, достаточно полно и достоверно объясняющей механизм воздействия упругих колебаний на породу продуктивных пластов, нет надежных методик расчета технологий воздействия, подбора оборудования и параметров его работы. Здесь имеется обширное поле для экспериментальных, теоретических и промысловых исследований, как говорится, – для молодых умов.

В то же время мнение о том, что волновое воздействие на призабойные и удаленные зоны пластов является перспективным, не подлежит сомнению.

При освоении добывающих скважин необходимо снизить водонасыщенность породы призабойной зоны нефтяного пласта. Вода

часто находится в каналах малого поперечного сечения, исключая эти каналы из процесса фильтрации нефти. С целью осушки порового пространства можно применять спирты (метиловый спирт, гликоли) и обращенные микроэмульсии. Внешней фазой обращенных микроэмульсий является вода, что позволяет ей поглощать воду. Метиловый спирт является относительно дешевым агентом, не требующим сложных технологий его применения. Накопленный ретроградный конденсат вблизи забоя газоконденсатных скважин рекомендуется удалять путем обработок ПЗП сухим углеводородным газом.

Растворители применяются для удаления из порового пространства призабойной зоны пласта твердых осадков нефти. В качестве растворителей могут применяться газы, жидкости на углеводородной основе, микроэмульсии с углеводородной внешней фазой. Сложность технологии проведения мероприятий зависит от вида применяемого агента. Диапазон стоимости агентов-растворителей очень широкий.

Основное назначение применения поверхностно-активных веществ – снижение поверхностного натяжения на границе фаз. Это, как правило, дорогостоящие агенты. Обработка призабойной зоны пласта добывающей скважины некоторыми поверхностно-активными веществами увеличивает подвижность нефти, увеличивает вытесняющую способность нефти по отношению к воде, снижает толщину неподвижных слоев жидкости на поверхности пор. В случае газоконденсатных скважин с помощью ПАВ рекомендуется гидрофилизировать поверхность породы ПЗП.

Биологическое воздействие. Биотехнологические методы зародились, по всей вероятности, по причине занесения в пласты микроорганизмов при бурении скважин и при закачке воды в продуктивные пласты при поддержании пластового давления.

Биотехнологическое воздействие основано на использовании бактерий. Одни бактерии (аэробные) хорошо развиваются в кислородной среде, другие (анаэробные) – в бескислородной среде. В процессах добычи нефти могут применяться оба вида бактерий.

Биотехнологическое воздействие на конкретную скважину может быть применено, чтобы добиться следующих результатов:

- очистки от парафина ствола скважины, забоя скважины, призабойной зоны пласта;
- регулирования профиля притока и профиля приемистости;
- увеличения пористости и проницаемости породы призабойной зоны пласта.

Для получения перечисленных результатов в скважину и в ПЗП вводятся специально полученные микроорганизмы часто вместе с питательной средой. В качестве питательной среды может использоваться, например, меласса (отходы свеклосахарного производства). Для

активизации жизнедеятельности микроорганизмов рекомендуется еще закачивать растворы солей азота и фосфора. Источником углерода для бактерий может быть не только меласса, но и нефть. Поэтому имеются технологии применения аэробных микроорганизмов, способных расти на нефти.

В процессе жизнедеятельности бактерий могут образоваться газы (CH_4 , CO_2 , N_2 , H_2 , H_2S), органические и жирные кислоты, растворители (ацетон, метанол и др.), полимеры, поверхностно-активные и другие вещества. В результате происходит деструкция тяжелых фракций нефти, углеводородная фаза увеличивается в объеме, вязкость нефти уменьшается, породы частично растворяются, изменяется поверхностное натяжение на границе фаз. Могут образовываться или разрушаться нефтяные эмульсии. Может происходить закупорка высокопроницаемых поровых каналов.

Комбинированные методы. Многие из применяемых в настоящее время методов воздействия на призабойную зону пласта носят комбинированный характер. Причем комбинации могут состоять как из внутрифизических методов, так и физико-химического и физико-биологического характера. Термокислотная обработка, гидрокислотный разрыв, вибровоздействие с кислотным раствором, гидравлический разрыв с закачкой микроорганизмов, разрыв пласта давлением пороховых газов, термогазохимическое воздействие – вот далеко неполный перечень комбинированных методов. Новые методы, новые технологии воздействия на ПЗП, очевидно, будут возникать именно на стыке наук и на стыке научных направлений.

3.6. Гидродинамические исследования при освоении скважин

Без проведения гидродинамических исследований скважин невозможно:

- узнать продуктивную характеристику удаленной и призабойной зон пласта и самой скважины;
- принять обоснованное решение о необходимости применения методов воздействия на призабойную зону пласта;
- количественно оценить гидродинамический результат проведенных методов воздействия на ПЗП;
- узнать потенциальную продуктивность скважины;
- принять обоснованное решение об установлении нормы отбора из пласта, чтобы установить технологический режим ее эксплуатации.

Правила безопасности при проведении исследований скважин изложены в прил. 7.

Гидродинамические исследования желательно дополнять термодинамическими. Дело в том, что обработка результатов

термодинамических исследований скважин позволяет также определять фильтрационные параметры пластовой системы. Однако, этот вид исследований скважин на промыслах не получил должного распространения. Обычно ограничиваются замерами температуры по длине скважины или определением максимальной температуры в точке нахождения скважинного манометра во время гидродинамических исследований скважин.

Очень важно провести исследования профиля притока в добывающих скважинах и исследования профиля приемистости в нагнетательных скважинах. Применение дебитомеров (расходомеров) даст важную информацию о действительно работающих интервалах по толщине вскрытого в этой скважине пласта, о доле участия каждого интервала, о результатах применяемых методов воздействия на забой и призабойную зону пласта.

Задачей гидродинамических методов исследования скважин является изучение коллекторских, фильтрационных, геометрических и других свойств проницаемых пластов и продуктивных характеристик скважин. По результатам гидродинамических исследований скважин можно определить:

- режим работы пласта;
- режим фильтрации (линейный или нелинейный) жидкости и газа в пласте;
- коэффициент продуктивности скважины;
- коэффициент гидропроводности пласта;
- коэффициент подвижности (отношение проницаемости пласта к вязкости флюида);
- коэффициент проницаемости пласта;
- коэффициент гидродинамического совершенства скважины;
- коэффициент пьезопроводности пласта;
- положение межфлюидальных разделов в пласте;
- строение пластов и другие параметры.

При проведении исследований измерять непосредственно можно только дебиты, давления и расстояния между скважинами. Численные же значения параметров, характеризующих гидродинамические и продуктивные свойства пласта и скважин, определяются расчетами путем решения обратных задач подземной гидрогазомеханики.

На промыслах страны наибольшее распространение получили два метода исследования:

- исследование скважин на установившихся режимах работы (снятие индикаторной диаграммы);
- исследование скважин на неустановившихся режимах работы (снятие кривой восстановления забойного давления).

В принципе, эти методы применимы для любой категории эксплуатационных скважин, меняется только технология проведения исследования и методика обработки результатов исследований.

Сущность исследования скважин на установившихся режимах работы заключается в замерах дебита и забойного давления скважины на нескольких (не менее трех) установившихся режимах ее работы. Изменение режима работы скважины достигается за счет изменения забойного давления.

За установившееся состояние работы скважины принимается такое состояние, когда изменением величины дебита скважины и изменением величины давления на забое практически можно пренебречь. Время установления нового режима в зависимости от конкретных условий колеблется в широких пределах (от десятков минут до нескольких суток). Таким образом, считается, что при установившемся режиме работы скважины приток жидкости из пласта в скважину постоянен во времени.

Замеры дебита скважины осуществляются мерником или другими, более совершенными, измерными устройствами (тахометрическими расходомерами, лопастными счетчиками, щелевыми расходомерами, дебитомерами объемного типа и т.д.). Одновременно с замерами дебита измеряется забойное давление скважинными манометрами. В процессе исследования величина пластового давления считается постоянной.

При фонтанном способе эксплуатации изменение режима работы скважины достигается за счет изменения противодавления на устье путем изменения диаметра дросселя (штуцера). При газлифтном способе эксплуатации изменение режима работы скважины достигается изменением расхода рабочего агента или созданием различных противодавлений на устье.

Изменение режима работы скважины, оборудованной штанговым скважинным насосом, обычно достигается следующими способами:

- изменением длины хода полированного штока;
- изменением числа качаний станка-качалки;
- одновременным изменением числа качаний и длины хода полированного штока.

При эксплуатации скважин электроцентробежными или электровинтовыми насосами изменение режима осуществляется или с помощью дросселя на устье скважины, или путем изменения числа оборотов электродвигателя.

По результатам замеров дебита и забойного давления на установившихся режимах работы скважины строится индикаторная диаграмма.

Метод исследования скважин на установившихся режимах работы прост в осуществлении как самого процесса исследования, так и в отношении методики обработки замеренных в процессе исследования параметров.

Сущность исследования скважин на неустановившихся режимах работы заключается в измерении изменяющегося давления либо на устье,

либо на забое возмущающей или реагирующей скважины. Давление на устье замеряется образцовыми манометрами, давление на забое замеряется скважинными абсолютными или дифференциальными манометрами. Данный вид исследования реализуется на промыслах обычно в виде метода снятия кривой восстановления давления на той же скважине, на которой изменяется режим работы. Поэтому этот метод иногда называют самопрослушиванием скважины, поскольку измерение изменения давления ведется на той же скважине, на которой изменяли дебит.

3.6.1. Обработка индикаторных диаграмм

Индикаторные диаграммы (ИД), построенные по результатам исследования нефтяных скважин во время их освоения, обычно имеют вид прямой линии (рис. 3.9) или вид выпуклой линии к оси дебитов (рис. 3.10).

Приток жидкости в исследуемую скважину при линейном законе фильтрации описывается уравнением:

$$Q = 3 \cdot D_p, \quad (3.41)$$

где Q - объемное количество притекающей в скважину жидкости в единицу времени в пластовых условиях (т.е. дебит скважины в пластовых условиях);

η - коэффициент продуктивности скважины;

Δp - депрессия (разница между пластовым давлением на контуре питания скважины и давлением на забое скважины).

Дебит нефти, определенный в поверхностных условиях (например, в стандартных условиях), пересчитывается в пластовые условия через объемный коэффициент. Объемный коэффициент определяется по результатам лабораторных исследований проб пластовой нефти.

Коэффициент продуктивности содержит в себе фильтрационные параметры, что становится ясно, если уравнение притока записать в виде формулы Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi \cdot k_{cp} \cdot h \cdot \Delta p}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}} = \frac{2\pi \cdot \varepsilon_{cp} \cdot \Delta p}{\ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (3.42)$$

где k_{cp} - средневзвешенная проницаемость всей зоны дренирования (от контура питания до стенки скважины);

h - эффективная толщина пласта;

μ - коэффициент динамической вязкости притекающей жидкости;

ε_{cp} - средневзвешенная гидропроводность всей зоны дренирования.

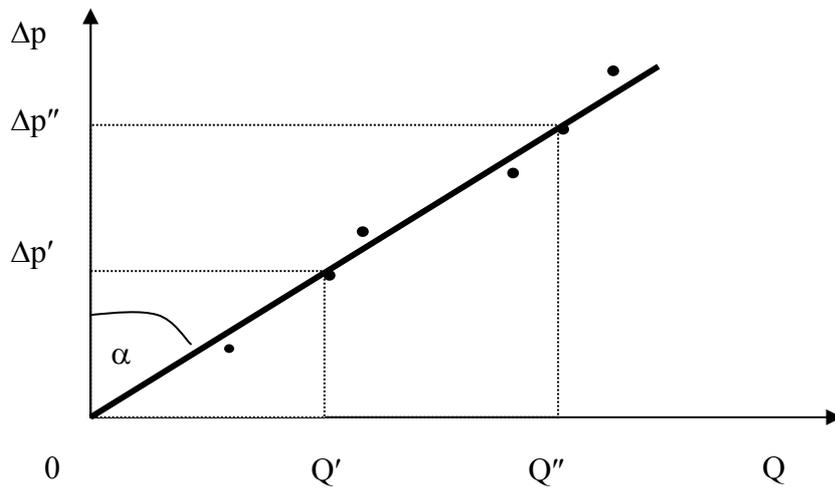


Рис. 3.9. Индикаторная диаграмма (приток линейный)

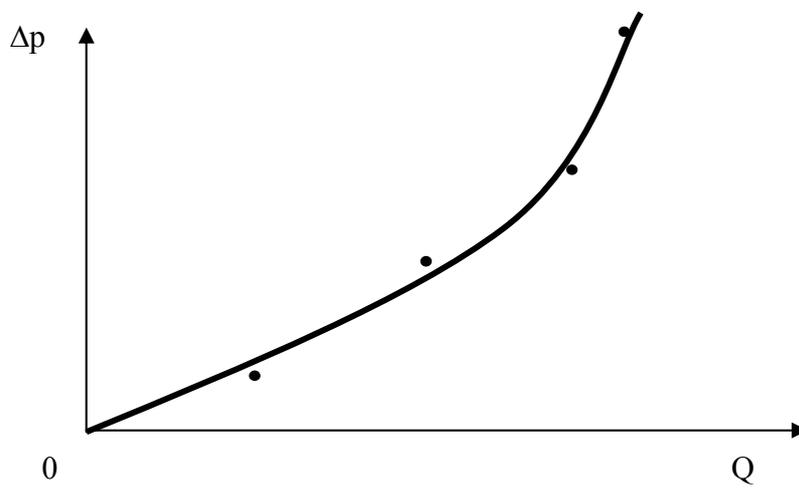


Рис. 3.10. Индикаторная диаграмма (приток нелинейный)

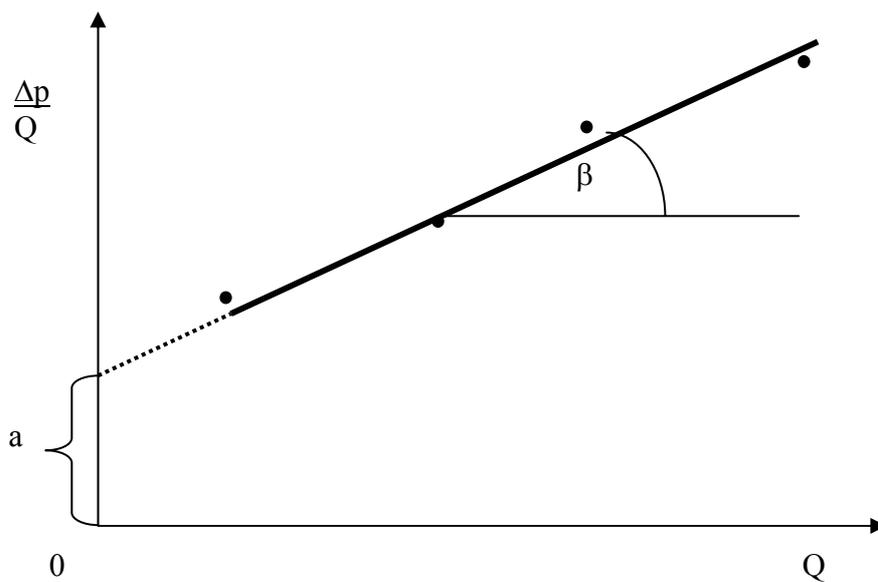


Рис. 3.11. Обработка индикаторной диаграммы графическим способом

Таким образом, уравнение притока (3.41) – это свернутый вид формулы Дюпюи.

В случае притока жидкости в скважину по линейному закону Дарси, коэффициент продуктивности определяется по формуле:

$$\eta = \operatorname{tg}(\alpha) = \frac{Q'' - Q'}{\Delta p'' - \Delta p'}, \quad (3.43)$$

где Q'', Q' – численные значения дебитов на индикаторной диаграмме;

$\Delta p'', \Delta p'$ – соответствующие значения депрессии давления.

Далее по формуле (3.42) можно будет определить $\varepsilon_{\text{ср}}$ и $k_{\text{ср}}$.

Если индикаторная диаграмма получается выпуклой к оси дебитов (рис. 3.10), то обработку результатов следует проводить по формуле, полученной на основе двучленного уравнения для градиента давления:

$$\Delta p = a \cdot Q + b \cdot Q^2, \quad (3.44)$$

где a и b – коэффициенты фильтрации, характеризующие условия притока однородной несжимаемой жидкости к забою скважины.

Нарушение линейности фильтрации в формуле (3.44) учитывается слагаемым $b \cdot Q^2$. Наиболее вероятная причина нарушения линейности притока – это проявление инерционных сил, которые интенсивно увеличиваются с ростом скорости фильтрации. На преодоление сил инерции затрачивается значительная доля общего перепада давления. Индикаторная диаграмма, начиная с какого-то значения депрессии, начинает искривляться, поскольку темп роста дебита при дальнейшем увеличении депрессии существенно замедляется. В скважинах, завершенных бурением, и в скважинах, вышедших из ремонта, основной причиной подобного искривления обычно является возникновение дополнительных фильтрационных сопротивлений в ПЗП из-за снижения проницаемости породы. Это последствия применения нерациональных технологий вскрытия пластов и ремонта скважины. Дополнительные фильтрационные сопротивления возникают из-за того, что уменьшается количество каналов фильтрации и уменьшается полезное сечение каналов фильтрации в породе призабойной зоны пласта.

Чтобы получить параметры пласта в этом случае, сначала надо определить коэффициенты a и b . Эти коэффициенты обычно определяются графически по методу проф. Е.М. Минского. Для этого уравнение (3.44) переписывается в виде:

$$\frac{\Delta p}{Q} = a + b \cdot Q, \quad (3.45)$$

т.е. линеаризуется.

Криволинейная индикаторная диаграмма перестраивается в координатах $\frac{\Delta p}{Q} - Q$ (рис. 3.11). В этих координатах индикаторная диаграмма превращается в прямую линию. Отрезок, отсекаемый от оси ординат продолжением полученной прямой линии, будет соответствовать коэффициенту a . Тангенс угла наклона прямой линии к оси абсцисс будет соответствовать коэффициенту b :

$$a = \frac{\Delta p}{Q}; \quad b = \operatorname{tg}(\beta) = \frac{\left(\frac{\Delta p}{Q}\right)'' - \left(\frac{\Delta p}{Q}\right)'}{Q'' - Q'}. \quad (3.46)$$

По коэффициенту a определяется коэффициент продуктивности скважины:

$$z = \frac{1}{a}. \quad (3.47)$$

3.6.2. Обработка кривой восстановления давления

Изменение давления на забое нефтяной скважины после ее, например, мгновенной остановки (мгновенного прекращения притока из пласта в скважину) подчиняется законам теории упругого режима работы пласта и описывается уравнением:

$$P_{\text{заб}}(t) = P_{\text{заб}}(t) - P_{\text{заб}}(0) = \frac{Q \cdot m}{4p \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{2,25 \cdot \chi \cdot t}{R_{\text{пр}}^2} \right), \quad (3.48)$$

где $P_{\text{заб}}(t)$ - давление на забое исследуемой скважины в момент времени t ;

$P_{\text{заб}}(0)$ - установившееся давление на забое исследуемой скважины в момент ее остановки (перед исследованием);

k - коэффициент эффективной проницаемости удаленной от скважины зоны пласта;

χ - коэффициент пьезопроводности пласта;

t - время, отсчитываемое с момента остановки скважины;

$R_{\text{пр}}$ - приведенный радиус скважины.

Графическое изображение формулы (3.48) показано на рис. 3.12 и называется кривой восстановления давления (КВД).

Представим формулу (3.48) в виде:

$$\Delta p_{\text{заб}}(t) = \frac{Q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \cdot \ln \left(\frac{2,25 \text{ ч}}{R_{\text{пр}}^2} \right) + \frac{Q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \ln(t) \quad (3.49)$$

и введем следующие обозначения:

$$A = \frac{Q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} \ln \left(\frac{2,25 \text{ ч}}{R_{\text{пр}}^2} \right) = B \cdot \ln \left(\frac{2,25 \text{ ч}}{R_{\text{пр}}^2} \right); \quad (3.50)$$

$$B = \text{tg}(\gamma) = \frac{Q \cdot \mu}{4\pi \cdot k \cdot h} = \frac{Q}{4\pi \cdot e}, \quad (3.51)$$

где γ – угол наклона прямолинейного участка КВД в полулогарифмических координатах.

С учетом (3.50) и (3.51) запись уравнения (3.49) упрощается и принимает линейный вид:

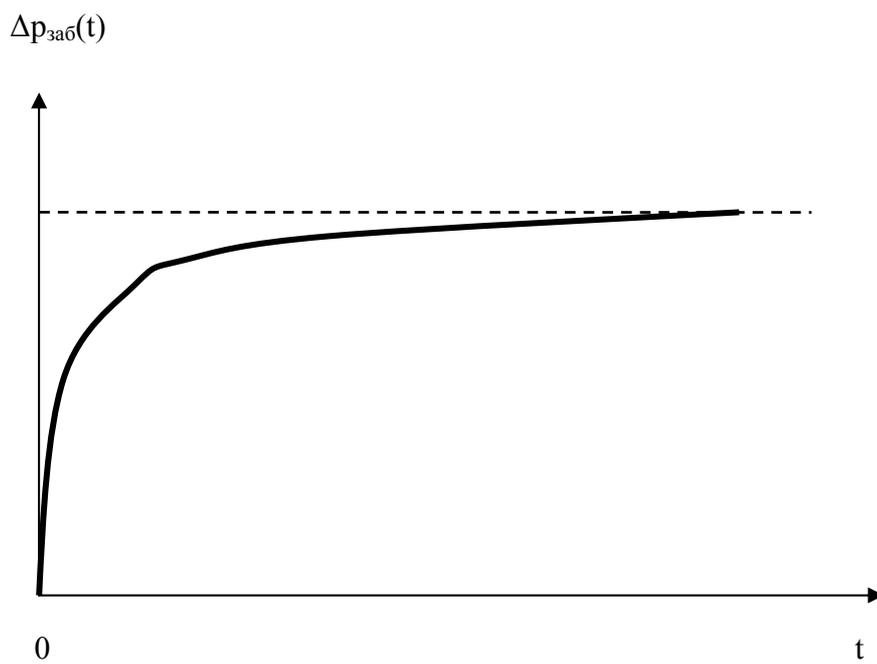
$$\Delta p_{\text{заб}}(t) = A + B \cdot \ln(t). \quad (3.52)$$

Графическое изображение уравнений (3.49) или (3.52) показано на рис. 3.13 и называется КВД в полулогарифмических координатах.

Таким образом, коэффициент гидропроводности удаленной от скважины зоны пласта после графических построений определяется из формулы (3.51).

3.7. Особенности освоения водонагнетательных скважинах

На нефтяных промыслах широко применяется воздействие на пласты с целью поддержания пластового давления. На абсолютном большинстве месторождений давление поддерживается путем нагнетания воды в скважины с законтурным или внутриконтурным их расположением.



3.12. Кривая восстановления забойного давления

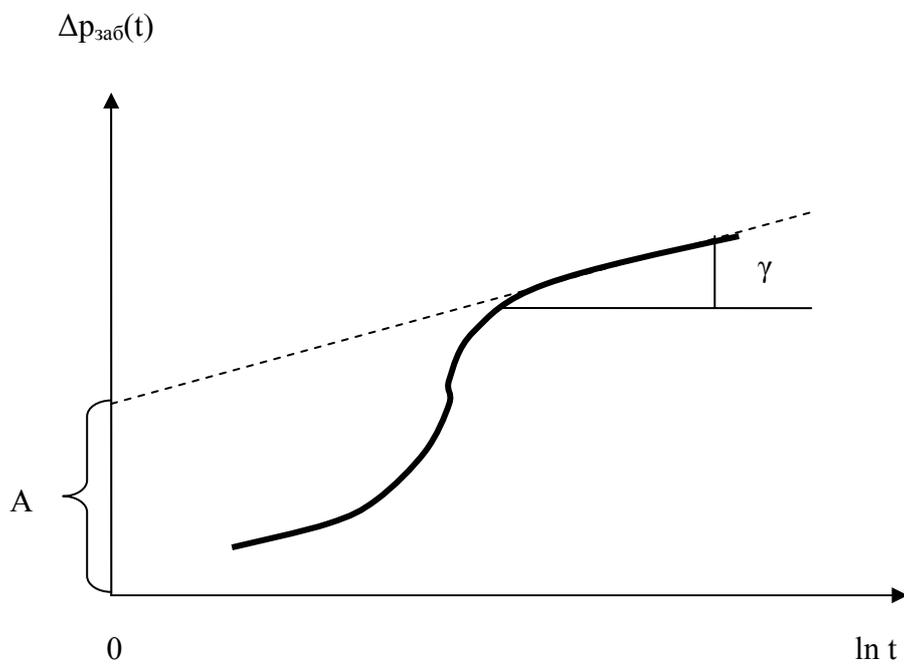


Рис. 3.13. Кривая восстановления забойного давления в полулогарифмических координатах

Принципиальная разница освоения нагнетательных скважин состоит в том, чем насыщена порода в той точке пласта, в которой пробурена скважина, осваиваемая под закачку воды. Если скважина находится за пределами контура нефтеносности, то порода на 100 % насыщена водой. Осваивать такую скважину под закачку значительно легче.

Если скважина находится внутри контура нефтеносности, то, как правило, величина коэффициента нефтенасыщенности породы существенно больше коэффициента водонасыщенности. Это значительно осложняет процесс освоения второй группы скважин, поскольку требуется провести мероприятия по уменьшению нефтенасыщенности породы призабойной зоны пласта.

Когда требуется освоить под закачку воды внутриконтурный ряд нагнетательных скважин, то логично осваивать скважины через одну, т.е. когда в одну скважину уже закачивают воду, а две соседние (с обеих сторон в ряду) эксплуатируются как нефтяные с максимально возможным отбором жидкости.

Максимально возможный отбор из скважин нагнетательного ряда, предназначенных к освоению, осуществляется до тех пор, пока они не будут обводняться пресной водой, нагнетаемой в соседние, уже освоенные под закачку и работающие как нагнетательные скважины. Такая последовательность освоения позволит сформировать в нефтенасыщенной части пласта линейный фронт нагнетаемой воды, вытесняющий нефть к рядам эксплуатационных скважин.

Все нагнетательные скважины следует интенсивно и тщательно промывать, чтобы исключить быстрое заиливание взвешенными частицами боковой поверхности скважины, поскольку эта поверхность в нагнетательной скважине выполняет роль фильтра. Подводящие трубопроводы предварительно следует очистить от любой грязи и продуктов коррозии.

Выбор методов воздействия на породу призабойной зоны пласта при освоении нагнетательных скважин должен, в первую очередь, быть нацелен на то, чтобы освободить ПЗП от твердых отложений нефти и от самой нефти.

Если известно, что скважина будет нагнетательной, то при вторичном вскрытии пласта можно рекомендовать применение повышенной плотности перфорации, особенно в низкопроницаемых интервалах вскрываемого пласта.

3.8. Установление технологического режима эксплуатации и пуск скважин в работу

После получения устойчивого притока из пласта скважина должна некоторое время поработать, чтобы произошла самоочистка призабойной зоны и ствола скважины от оставшегося загрязняющего материала.

Диаметр дросселирующего устройства фонтанирующей скважины выбирается с таким расчетом, чтобы не возникло чрезмерно большой депрессии и не началось разрушение скелета пласта и цементного камня. Продукция скважины при самоочистке направляется в специальные сборные емкости. Длительность режима самоочистки зависит, в основном, от дебита скважины, состояния призабойной зоны и забоя и обычно не превышает длительности рабочей смены, а в высокодебитных скважинах – двух часов. При самоочистке необходимо вести постоянный контроль за составом продукции скважины, величиной устьевого давления, величиной дебита скважины. Стабилизация этих показателей указывает на окончание режима самоочистки.

После самоочистки приступают к исследованию скважины гидродинамическими и другими методами со спуском глубинных манометров. Гидродинамические исследования проводятся с целью определения параметров пласта и продуктивных характеристик скважин. Сначала исследуют скважину на установившихся режимах работы. Исследование проводится на четырех-восьми режимах, начиная с минимального дебита скважины (прямой ход). Затем скважина исследуется на режимах с уменьшающимися дебитами (обратный ход). По результатам строятся индикаторные диаграммы и выявляется оптимальный режим притока, т.е. норма отбора из пласта. Далее проводится замер дебита на выбранном оптимальном установившемся режиме и регистрируется КВД. По результатам исследований делают оценку степени гидродинамического совершенства скважины по методикам, изложенным в следующем разделе.

После проведенных исследований скважина пускается в эксплуатацию. Первые две-три недели необходимо вести постоянный контроль за составом продукции и основными показателями технологического режима эксплуатации скважины. Этот период называется периодом кратковременной пробной эксплуатации добывающей скважины.

4. ОЦЕНКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА СКВАЖИН

4.1. Понятие о гидродинамическом совершенстве скважин

В промысловой практике для эффективного планирования и регулирования процесса разработки месторождений необходимо знать потенциальные добывные возможности каждой скважины.

Известно, что установившийся приток несжимаемой жидкости в гидродинамически совершенную скважину описывается формулой Дюпюи:

$$Q_c = \frac{2\pi kh(P_{пл} - P_{заб})}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}} = \frac{2\pi kh \Delta p}{\mu \cdot \ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (4.1)$$

- где Q_c - величина притока в пластовых условиях в гидродинамически совершенную скважину, м³/с;
- k - коэффициент проницаемости пласта в зоне дренирования (проницаемость пласта), м²;
- h - эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м;
- $P_{пл}$ - давление в пласте на контуре питания скважины (пластовое давление), Па;
- $P_{заб}$ - давление в скважине в интервале продуктивного пласта (забойное давление), Па;
- Δp - величина перепада давления, движущего пластовую жидкость к забою скважины (депрессия на пласт), Па;
- μ - коэффициент динамической вязкости жидкости, Па*с;
- R_k - радиус кругового контура питания скважины, м;
- R_c - радиус скважины по долоту, м.

Эта формула справедлива для установившегося плоско-радиального притока несжимаемой однофазной жидкости к одиночной скважине, расположенной в центре кругового пласта радиусом R_k , дренирующей открытым забоем однородный пласт по всей его толщине. Важно отметить, что при логарифмическом распределении давления в дренируемом пласте вокруг работающей скважины основная доля перепада давления приходится на зону пласта, примыкающую к забою скважины. Так, если приток осуществляется от контура питания, находящегося на расстоянии 300 метров, до стенки скважины радиусом 10 сантиметров, то половина всего перепада давления тратится на продвижение жидкости в пористой среде в зоне вокруг скважины радиусом всего менее шести метров. Для однородного пласта расчет распределения давления между стенкой и контуром питания скважины удобно вести по формуле:

$$p(r) = P_{\text{заб}} + (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \frac{\ln \frac{r}{R_c}}{\ln \frac{R_k}{R_c}}, \quad (4.2)$$

где $p(r)$ - давление в пласте на расстоянии r от центра скважины.

Приведенный пример ярко иллюстрирует тот факт, что призабойная зона играет определяющую роль в притоке жидкости к скважине. Поэтому незначительное ухудшение проницаемости в этой зоне приводит к существенному снижению величины притока в скважину, что равносильно соответствующему снижению ее дебита.

Условия притока жидкости или газа в реальную скважину отличается от притока в гидродинамически совершенную скважину тем, что в призабойной зоне пласта и на боковой поверхности реальных скважин возникают дополнительные фильтрационные сопротивления из-за искривления и сгущения линий токов. Целесообразно выделить следующие три вида гидродинамического несовершенства скважин (рис.4.1):

- по степени вскрытия пласта, когда скважина вскрывает продуктивный пласт не на всю толщину;
- по характеру вскрытия пласта, когда связь пласта со скважиной осуществляется не через открытую боковую поверхность скважины, а только через перфорационные отверстия в обсадной колонне;
- по качеству вскрытия пласта, когда проницаемость пористой среды в призабойной зоне снижена по отношению к естественной проницаемости пласта.

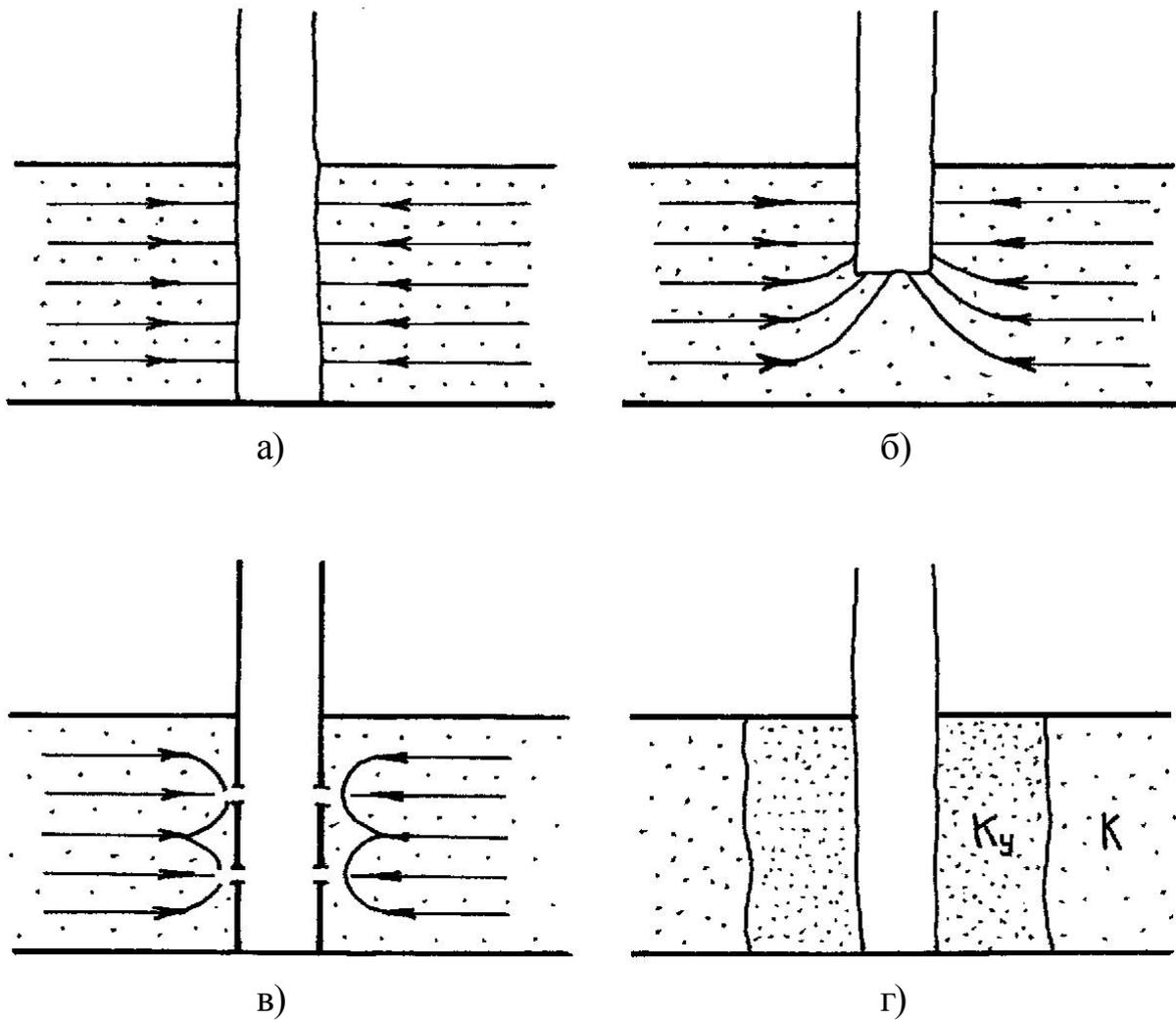


Рис. 4.1. Схематичное изображение гидродинамически совершенной и гидродинамически несовершенных скважин:

- а) совершенная скважина;
- б) несовершенная скважина по степени вскрытия пласта;
- в) несовершенная скважина по характеру вскрытия пласта;
- г) несовершенная скважина по качеству вскрытия пласта
(k_y – проницаемость призабойной зоны пласта,
 k – проницаемость удаленной зоны пласта)

Формула притока в реальную скважину (фактический приток), пробуренную на нефтяной пласт и имеющую все перечисленные виды гидродинамического несовершенства, может быть записана в следующем виде:

$$Q_{\phi} = \frac{2\rho kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{m \left(\ln \frac{R_k}{R_c} + c_1 + c_2 + s_{\delta} + s_{\text{ц}} + s_{\text{п}} \right)} = \frac{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}}{\Psi_{\text{осн}} + \Psi_{\text{доп}}}, \quad (4.3)$$

- где c_1 - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по степени вскрытия продуктивного пласта;
- c_2 - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по характеру вскрытия продуктивного пласта (перфорация);
- s_{δ} - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта бурением (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при первичном вскрытии пласта бурением);
- $s_{\text{ц}}$ - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству цементирования (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при цементировании обсадной колонны);
- $s_{\text{п}}$ - безразмерный коэффициент, учитывающий дополнительные фильтрационные сопротивления из-за несовершенства скважины по качеству вскрытия продуктивного пласта перфорацией (скин-эффект из-за ухудшения проницаемости породы при перфорации скважины).

Основные и дополнительные фильтрационные сопротивления в зоне дренирования соответственно равны

$$\Psi_{\text{осн}} = \frac{m}{2\rho kh} \ln \frac{R_k}{R_c},$$

$$\Psi_{\text{доп}} = \frac{m}{2\rho kh} (c_1 + c_2 + s_{\delta} + s_{\text{ц}} + s_{\text{п}}).$$

Для расчетов притока жидкости или газа к системе взаимодействующих несовершенных скважин имеет важное значение понятие приведенного радиуса. Приведенным радиусом называется радиус

такой фиктивной совершенной скважины, величина притока в которую при прочих одинаковых условиях равна величине притока в реальную гидродинамически несовершенную скважину. На основании данного определения формулу (4.3) можно записать в виде:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{M \left(\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + c_1 + c_2 + s_{\text{б}} + s_{\text{ц}} + s_{\text{п}} \right)} = \frac{2\pi kh(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{M \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{пр}}}}. \quad (4.4)$$

Из последнего равенства легко получается выражение для приведенного радиуса:

$$R_{\text{пр}} = R_{\text{с}} \cdot e^{-(c_1 + c_2 + s_{\text{б}} + s_{\text{ц}} + s_{\text{п}})}$$

Подстановка в формулы притока приведенного радиуса вместо действительного радиуса скважины обеспечивает замену одной реальной или системы реальных скважин их гидродинамическими эквивалентами – совершенными скважинами с фиктивными (приведенными) радиусами. Такой прием значительно упрощает гидродинамические расчеты, поскольку вместо сложных расчетно-аналитических зависимостей, описывающих приток в реальные гидродинамически несовершенные скважины, становится возможным применять простые формулы Дюпюи для гидродинамически совершенных скважин.

Степень гидродинамической связи пласта и скважины характеризуется коэффициентом гидродинамического совершенства, под которым понимают отношение фактического дебита (притока) скважины к дебиту (притоку) этой же скважины, если бы она была гидродинамически совершенной (т.е. если бы скважина, при прочих одинаковых условиях, имела открытый забой полностью вскрытого бурением пласта и естественную проницаемость пористой среды в призабойной зоне). Из этого определения и с учетом формул (4.1), (4.3) и (4.4) следует, что

$$\varphi = \frac{Q_{\phi}}{Q_{\text{с}}} = \frac{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + c_1 + c_2 + s_{\text{б}} + s_{\text{ц}} + s_{\text{п}}} = \frac{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{пр}}}}. \quad (4.5)$$

Коэффициент гидродинамического совершенства является одной из важнейших гидродинамических характеристик скважины, и подлежит обязательному определению для каждой скважины наравне с коэффициентом продуктивности.

Строение пористой среды вокруг скважины и состояние ее забоя в реальном случае может иметь значительно более сложную картину, чем было рассмотрено выше. Соответственно столь сложной будет и гидродинамическая картина притока в реальную гидродинамически несовершенную скважину.

4.2. Определение степени гидродинамического совершенства скважин по результатам теоретических и экспериментальных исследований

На протяжении десятков лет зарубежные и отечественные исследователи проводили изучение продуктивности гидродинамически несовершенных скважин. Исследования притока нефти или газа в гидродинамически несовершенные скважины проводились аналитически и экспериментально. С появлением быстродействующих электронно-вычислительных машин (ЭВМ) с большим объемом памяти появилась возможность для этой цели применять численные методы.

Попытки аналитического решения в точной постановке задачи о притоке газа или несжимаемой жидкости в изотропном пласте к перфорированной скважине из-за сложности и большого числа граничных условий не удались. Полученные формулы даже для идеализированной картины притока оказались мало пригодными для практического использования из-за их громоздкости и низкой точности.

В.И. Щуров применил метод электрогидродинамических аналогий (ЭГДА) с целью экспериментального изучения влияния степени и характера вскрытия пласта на дебит скважины. Был использован гладкий цилиндрический электрод в качестве электрической модели скважины с открытым забоем и цилиндр из токонепроводящего материала с вмонтированными цилиндрическими электродами правильной формы в качестве модели перфорированной скважины. Сравнение протекающих токов при последовательном помещении этих моделей в токопроводящую среду (электролит), геометрически подобную круговому пласту, позволило определить возникающие омические сопротивления, а от последних по ЭГДА перейти к фильтрационным сопротивлениям. В результате обработки экспериментальных данных были найдены значения безразмерных коэффициентов c_1 и c_2 для различных условий вскрытия пласта и построены известные графики (графики Щурова), которые широко используются в практике и теории разведки и разработки месторождений.

Нами проведена математическая обработка экспериментальных данных В.И. Щурова. В результате получены следующие формулы:

$$c_1 = 7,86(0,3 \ln^2 h' - 0,25 \ln h') \cdot \left(0,03 + 0,14 \ln \frac{h}{D} + 0,04 \ln^2 \frac{h}{D} \right), \quad (4.6)$$

$$c_2 = 3,58 \left(0,34 - 0,3 \ln \frac{l_k}{D} + 0,17 \ln^2 \frac{l_k}{D} \right) \times \\ \times \left(2,07 - 1,64 \ln nD + 0,41 \ln^2 nD \right) \times \\ \times \left(0,3 - 0,24 \ln \frac{d_k}{D} + 0,01 \ln^2 \frac{d_k}{D} \right) - 1, \quad (4.7)$$

где h' - относительное вскрытие пласта;
 D - диаметр скважины, м;
 l_k - средняя длина перфорационных каналов, м;
 d_k - средний диаметр перфорационных каналов, м;
 n - плотность перфорации, отв./м.

Использование этих формул уменьшает вероятность и величину ошибок за счет интерполяции, они удобны при расчетах на ЭВМ.

Техника лабораторного моделирования не позволяет изучить влияние на дебит скважины всех видов несовершенства, в частности – изменение проницаемости породы. Это удалось сделать в США благодаря применению быстродействующих ЭВМ. Нами проведена математическая обработка некоторых результатов решения американскими исследователями задачи о продуктивности перфорированной скважины и получена следующая формула для определения безразмерного коэффициента s_6 :

$$s_6 = 5,8 \left(0,1 - 0,01 \ln \frac{k_6}{k} + 0,4 \ln^2 \frac{k_6}{k} \right) \times \\ \times \left(3,53 - 1,44 \ln n + 0,17 \ln^2 n \right) \times \\ \times \left(0,42 - 0,07 \ln l_k + 0,13 \ln^2 l_k \right) \quad , \quad (4.8)$$

где k_6 – коэффициент проницаемости породы в зоне проникновения бурового раствора.

Формула (4.8) соответствует случаю, когда перфорационные каналы не выходят за зону пониженной проницаемости и получена при изменении входящих в формулу (4.8) параметров в следующем диапазоне:

$$k_6/k \text{ от } 0,125 \text{ до } 0,5;$$

$$n \text{ от } 4 \text{ до } 52,4 \text{ отв./м};$$

$$l_k \text{ от } 0,05 \text{ до } 0,3 \text{ м.}$$

Рассмотренные методы позволяют определить коэффициент гидродинамического совершенства скважин с идеализированной

геометрически правильной картиной забоя и призабойной зоны. Ни экспериментальные исследования, ни строгие математические решения не позволяют учесть все особенности реальной картины гидродинамически несовершенных скважин. Такая задача может быть решена только на основе конкретных для каждой скважины промысловых данных.

4.3. Методика определения коэффициента гидродинамического совершенства по исследованию скважин на установившихся и неуставившихся режимах работы

Изменение проницаемости породы призабойной зоны, геометрия перфорационных каналов и забоя скважины с гидродинамической точки зрения имеют очень сложную картину и не поддаются точному математическому описанию. Действительно, для реальной скважины в промысловых условиях геофизики и технологи не знают, к примеру, каких размеров и формы получились перфорационные каналы, каковы степень и характер изменения проницаемости породы вокруг перфорационных каналов и т.п. Промысловые работники и исследователи также не имеют достоверной информации и о многих других параметрах, по которым можно было бы определить величины дополнительных фильтрационных сопротивлений. Поэтому определить коэффициент гидродинамического совершенства скважины по формуле (4.5) обычно не представляется возможным, поскольку достоверно не известны фактические значения безразмерных коэффициентов, учитывающих дополнительные фильтрационные сопротивления в призабойной зоне пласта и на стенке скважины.

Из сказанного следует, что нужна такая методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, формулы которой не содержали бы в явном виде значений безразмерных коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений. Методика должна обладать необходимой точностью оценки и применима в любой период работы скважины, так как состояние пласта, призабойной зоны, забоя с течением времени разработки месторождения также меняются. Такая методика, по всей вероятности, должна основываться на результатах гидродинамических исследований скважин.

Покажем как, на основе гидродинамических методов исследования скважин, можно получить формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства. Введем в формулу притока (дебита) реальной скважины, описывающую плоскорадиальную фильтрацию жидкости по линейному закону, коэффициент гидропроводности ($\varepsilon = kh/\mu$). Тогда формула (4.3) примет вид:

$$Q_{\phi} = \frac{2\pi\varepsilon(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + c_1 + c_2 + s_{\text{б}} + s_{\text{ц}} + s_{\text{п}}}$$

Перепишав последнюю формулу относительно знаменателя

$$\ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}} + c_1 + c_2 + s_{\text{б}} + s_{\text{ц}} + s_{\text{п}} = \frac{2\pi\varepsilon(P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}})}{Q_{\phi}} = \frac{2\pi\varepsilon}{\eta}, \quad (4.9)$$

получаем, что сумма безразмерных коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений может быть выражена через известные гидродинамические параметры – коэффициент гидропроводности пласта и коэффициент продуктивности скважины.

Подставляя (4.9) в (4.5), получаем следующую формулу для определения коэффициента гидродинамического совершенства:

$$\phi = \frac{1}{2\pi} \cdot \frac{\eta}{\varepsilon} \cdot \ln \frac{R_{\text{к}}}{R_{\text{с}}}. \quad (4.10)$$

В полученной формуле величина коэффициента продуктивности (η) определяется по результатам гидродинамических исследований скважины на установившихся режимах работы, т.е. по индикаторной диаграмме (ИД). Величина коэффициента гидропроводности пласта (ε) определяется по углу наклона прямолинейного участка кривой восстановления давления (КВД), построенной в полулогарифмических координатах. Из теоретических основ гидродинамических исследований на установившихся и неустановившихся режимах работы следует, что коэффициент продуктивности, определенный по индикаторной диаграмме, характеризует всю зону дренирования – от контура питания до стенки скважины. Коэффициент гидропроводности, определенный по кривой восстановления давления, характеризует так называемую удаленную от скважины зону пласта с естественными (неизменными из-за вскрытия продуктивного пласта или из-за применения методов воздействия на призабойную зону) фильтрационными свойствами.

Таким образом, методика определения степени гидродинамического совершенства скважин, основанная на формуле (4.10), построена на использовании результатов гидродинамических исследований скважин на установившихся и неустановившихся режимах работы. При этом в расчетах используются параметры, определяемые по результатам гидродинамических исследований скважин с наименьшей погрешностью.

Формула (4.10) справедлива также и для газовых скважин.

4.4. Оценка гидродинамического совершенства скважин по разностным кривым восстановления давления

Общепринято, что процесс восстановления забойного давления описывается уравнением (3.48). Графическое представление восстановления забойного давления (см. рис. 3.13) показывает, что в начальный период процесс восстановления давления осложнен влиянием каких-то факторов. Обычно начальный участок КВД, построенный в этих координатах, не обрабатывают, хотя именно этот участок содержит информацию о призабойной зоне пласта.

Понятно, что в любой момент времени величина депрессии (разница между пластовым и забойным давлениями) зависит от фильтрационных сопротивлений в зоне дренирования, поскольку упругое перераспределение давления есть не что иное как затухающая фильтрация из области с большим давлением в область с меньшим (забой скважины, например) давлением. Зависеть, – значит содержать информацию. В этой связи можно записать, что

$$\Delta p(t) = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}(t) = \Delta p_1(t) + \Delta p_2(t) + \dots + \Delta p_n(t) = \sum_{i=1}^n \Delta p_i(t), \quad (4.11)$$

где $\Delta p(t)$ - величина полного перепада давления в любой момент времени t ;

$\Delta p_i(t)$ - перепады давления, затрачиваемые на те или иные фильтрационные сопротивления в момент времени t .

Чем более сложное строение зоны дренирования, тем большее число слагаемых может содержать уравнение (4.11).

Для обработки кривой восстановления давления П. Поллард предложил следующее уравнение:

$$\Delta p(t) = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}(t) = A_1 \cdot e^{-a_1 t} + A_2 \cdot e^{-a_2 t} + A_3 \cdot e^{-a_3 t}, \quad (4.12)$$

где $A_1 \cdot e^{-a_1 t}$ - перепад давления, затрачиваемый на фильтрацию флюида в поровом пространстве (разность между пластовым давлением и давлением в трещинах в момент времени t);

$A_2 \cdot e^{-a_2 t}$ - перепад давления, затрачиваемый на течение флюида в трещинах;

$A_3 \cdot e^{-a_3 t}$ - перепад давления, затрачиваемый флюидом на фильтрацию в призабойной зоне пласта;

$A_1, A_2, A_3, a_1, a_2, a_3$ - постоянные коэффициенты при условии, что пластовое давление больше давления насыщения жидкости газом (коэффициенты a_1, a_2, a_3 связаны между собой соотношением $a_1 < a_2 < a_3$).

Коэффициент A_3 определяется выражением:

$$A_3 = P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} - A_1 - A_2. \quad (4.13)$$

Из (4.13) видно, что коэффициент в числителе последнего слагаемого уравнения (4.12) определяется величиной установившейся депрессии (перед мгновенным закрытием скважины на исследование) и величинами подобных коэффициентов предыдущих слагаемых.

Графическое представление уравнения (4.12) показано на рис. 4.2. Кривую на этом рисунке можно поделить на три участка. Первый участок при малых значениях времени, обладая высокой динамичностью, характеризует потери давления в призабойной зоне пласта. Средний участок характеризует движение флюида в трещинах (если таковые имеются). Конечный участок (участок кривой при больших значениях времени) соответствует потерям давления в поровом пространстве блоков.

Последовательность обработки замеров давления во времени, полученных при исследовании скважины, следующая:

- а) строится кривая в координатах $\ln \Delta p(t) - t$;
- б) по конечному участку кривой проводится прямая линия до пересечения с осью ординат;
- в) определяется значение коэффициента A_1 по значению $\ln A_1$;
- г) определяется значение a_1 как тангенс угла наклона α_1 прямой линии к горизонтали;
- д) для произвольно взятых значений времени (чем больше, тем лучше) определить разницу $\Delta p'(t) = \Delta p(t) - \Delta p_{\text{пр}}(t)$. Здесь $\Delta p_{\text{пр}}(t)$ - значения перепада давления для прямой линии;
- е) строится разностная кривая в координатах $\ln \Delta p'(t) - t$ (рис. 4.3);
- ж) по конечному участку разностной кривой проводится прямая линия до пересечения с осью $\ln \Delta p'(t)$;
- з) определяется значение коэффициента A_2 по значению $\ln A_2$;
- и) определяется значение a_2 как тангенс угла наклона α_2 прямой линии к горизонтали;
- к) для любого значения времени определяется доля каждого члена в уравнении (4.12);
- л) делается вывод об условиях фильтрации флюида в зоне дренирования.

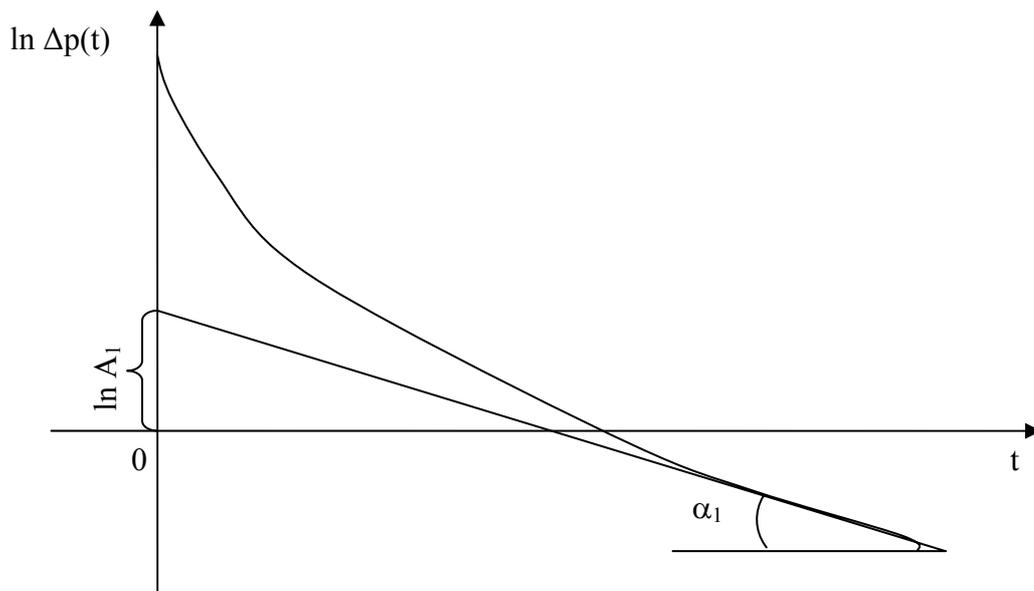


Рис. 4.2. Основная кривая восстановления давления

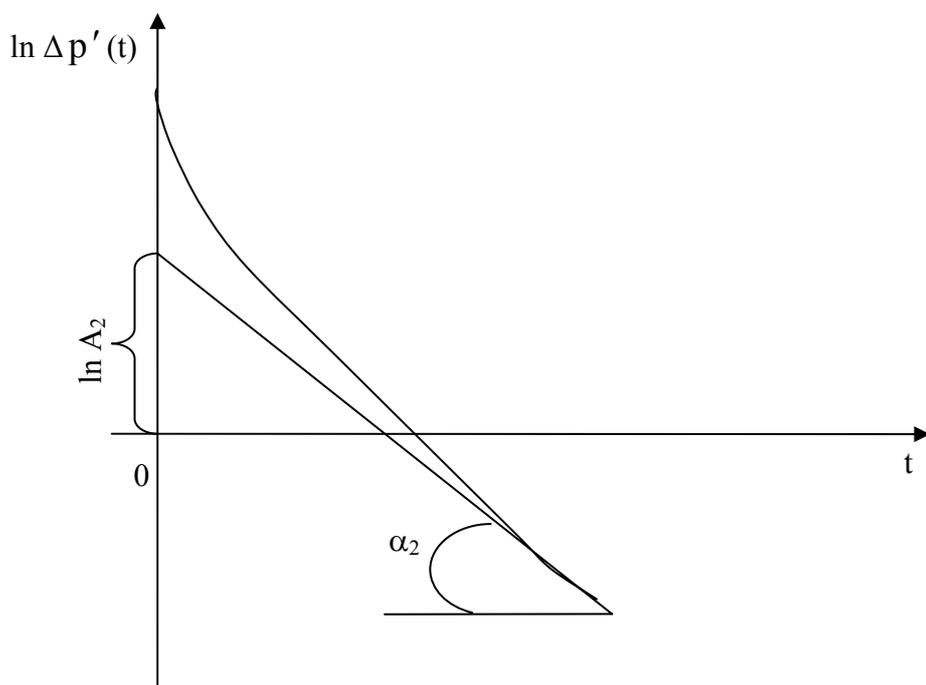


Рис.4.3. Разностная кривая восстановления давления

Упростим задачу. Пусть продуктивный пласт – гранулярный, т.е. трещины отсутствуют и затраты давления на движение в трещинах тоже отсутствуют ($A_2 \cdot e^{-a_2 t} = 0$). Тогда уравнение (4.12) упростится и примет вид:

$$\Delta p(t) = A_1 \cdot e^{-a_1 t} + (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}} - A_1) \cdot e^{-a_3 t}. \quad (4.14)$$

Из уравнения (4.14) следует, что полный перепад давления в любой момент времени расходуется только на фильтрацию в поровом пространстве от контура питания до призабойной зоны пласта и на преодоление сопротивлений в ПЗП.

Обозначим перепад давления, затрачиваемый на фильтрацию флюида в призабойной зоне пласта через $\Delta p_{\text{ПЗП}}(t)$. С учетом этого обозначения уравнение (4.14) также несколько упростится и запишется в виде:

$$\Delta p(t) = A_1 \cdot e^{-a_1 t} + \Delta p_{\text{ПЗП}}(t). \quad (4.15)$$

Обработка КВД в этом случае ограничивается только построениями в координатах $\ln \Delta p(t) - t$ (см. рис. 4.2) и определением по построенному графику коэффициентов A_1 и a_1 . Далее для любого значения времени определяется доля каждого члена уравнения (4.15) в общих затратах на фильтрацию флюида.

Полученную по изложенной методике долю $\Delta p_{\text{ПЗП}}(t)$ следует сравнить с распределением давления в пласте по уравнению (4.2). Из последнего сравнения можно сделать качественный вывод о степени гидродинамического совершенства скважины и принять решение о том, следует ли применять методы воздействия на призабойную зону пласта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Амиян В.А. Вскрытие и освоение нефтегазовых пластов / В.А. Амиян, А.В. Амиян, Н.П. Васильева. - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1980. – 380 с.
2. Ашрафьян М.О. Совершенствование конструкции забоев скважин / М.О. Ашрафьян, О.А. Лебедев, Н.М. Саркисов. – М.: Недра, 1987. – 156 с.
3. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений: Учеб. для вузов / В.С. Бойко. – М.: Недра, 1990. – 427 с.
4. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 2002. – 880 с.
5. Вяхирев Р.И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов / Р.И. Вяхирев, Ю.П. Коротчаев. – М.: Недра, 1999. – 412 с.
6. Гайворонский И.Н. Вскрытие продуктивных пластов бурением и перфорацией и подготовка скважин к эксплуатации: Учеб. пособие / И.Н. Гайворонский, Р.Г. Ахмадеев, А.А. Мордвинов. – Пермь: Пермский университет, 1985. – 80 с.
7. Гвоздев Б.П. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие / Б.П. Гвоздев, А.И. Гриценко, А.Е. Корнилов. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
8. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефtekонденсатных месторождений / С.Н. Закиров. – М.: Струна, 1998. – 628 с.
9. Методы извлечения остаточной нефти / М.Л. Сургучев, А.Т. Горбунов, Д.П. Забродин и др. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
10. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин / А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов, А.Н. Шандрыгин, В.Г. Подюк. – М.: Недра, 1997. – 364 с.

11. Мирзаджанзаде А.Х. Физика нефтяного и газового пласта: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.Г. Ковалев. – М.: Недра, 1992. – 270 с.
12. Мордвинов А.А. Единицы физических величин и правила их применения: Учеб. пособие / А.А. Мордвинов. – Ухта: Ухтинский индустриальный институт, 1997. – 60 с.
13. Мордвинов А.А. Лабораторно-экспериментальные и практические методы исследования нефтегазопромысловых процессов: Учеб. пособие / А.А. Мордвинов, Н.В. Воронина, Э.И. Каракчиев. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2002. – 114 с.
14. Повышение продуктивности и реанимация скважин с применением виброволнового воздействия / В.П. Дыбленко, Р.Н. Камалов, Р.Я. Шарифуллин, И.А. Туфанов. – М.: Недра, 2000. – 381 с.
15. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ08-200-98). Серия 08. Выпуск 4/ Колл. авт. – М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002. – 224 с.
16. Правила разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М.: ВНИИнефть, 1987. – 66 с.
17. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.
18. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин: Учеб. пособие для вузов / Е.М. Соловьев. – М.: Недра, 1989. – 251 с.
19. Спутник нефтегазопромыслового геолога: Справочник / Под ред. И.П. Чоловского. – М.: Недра, 1989. – 376 с.
20. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов. – М.: Недра, 1999. – 659 с.
21. Технология и техника добычи нефти: Учеб. для вузов / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев; Под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
22. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учеб. для вузов / А.И. Ширковский. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1987. – 309 с.
23. Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти: Учеб. для вузов / В.И. Щуров. – М.: Недра, 1983. – 510 с.
24. Яремийчук Р.С. Вскрытие продуктивных горизонтов и освоение скважин / Р.С. Яремийчук, Ю.Д. Качмар. – Львов: Вища школа, 1982. – 152 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ИЗ ПРАВИЛ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.2. Категории скважин

1.2.1. По назначению скважины подразделяются на следующие категории: поисковые, разведочные, эксплуатационные.

1.2.2. Поисковыми называются скважины, бурящиеся для поисков новых залежей нефти и газа.

1.2.3. Разведочными называются скважины, бурящиеся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью с целью подготовки запасов нефти и газа промышленных категорий в необходимом соотношении и сбора исходных данных для составления проекта (схемы) разработки залежи (месторождения).

1.2.4. При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие группы эксплуатационных скважин:

- основной фонд добывающих и нагнетательных скважин;
- резервный фонд скважин;
- контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины;
- оценочные скважины;
- специальные (водозаборные, поглощающие и др.) скважины;
- скважины-дублиеры.

1.2.5. Добывающие (нефтяные и газовые) скважины предназначены для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, газоконденсата и других сопутствующих компонентов.

В зависимости от способа подъема жидкости добывающие скважины подразделяются на фонтанные, газлифтные и насосные.

1.2.6. Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других рабочих агентов. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях переноса нагнетания, создания дополнительных и развития существующих линий разрезания, организации очагового заводнения могут переводиться добывающие скважины. Конструкция этих скважин в совокупности с применяемым оборудованием должны обеспечить безопасность процесса нагнетания, соблюдение требований по охране недр.

Часть нагнетательных скважин может временно использоваться в качестве добывающих.

1.2.7. Резервный фонд скважин предусматривается с целью вовлечения в разработку отдельных линз, зон выклинивания и застойных зон, которые не вовлекаются в разработку скважинами основного фонда в

пределах контура их размещения. Количество резервных скважин обосновывается в проектных документах с учетом характера и степени неоднородности продуктивных пластов (их прерывистости), плотности сетки скважин основного фонда и т.д.

1.2.8. Контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины предназначаются:

- а) наблюдательные – для периодического наблюдения за изменением положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, за изменением нефтегазонасыщенности пласта в процессе разработки залежи;
- б) пьезометрические – для систематического измерения пластового давления в законтурной области, в газовой шапке и в нефтяной зоне пласта.

Количество и местоположение контрольных скважин определяется в проектных документах на разработку.

1.2.9. Оценочные скважины бурятся на разрабатываемых или подготавливаемых к пробной эксплуатации месторождениях (залежах) с целью уточнения параметров и режима работы пластов, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, оценки выработки запасов нефти отдельных участков залежи в пределах контура запасов категории А+В+С₁.

1.2.10. Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промышленных вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых фонтанов. Водозаборные скважины предназначаются для водоснабжения при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки. Поглощающие скважины предназначены для закачки промышленных вод с разрабатываемых месторождений в поглощающие пласты.

1.2.11. Скважины-дублиеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин. Количество, размещение и порядок ввода скважин-дублиеров по представлению нефтегазодобывающих управлений обосновывается технико-экономическими расчетами в проектах и уточненных проектах разработки и как исключение в технологических схемах с учетом возможной добычи нефти из скважин-дублиеров, на многопластовых месторождениях – с учетом возможного использования вместо них скважин возвратного* фонда с нижележащих объектов.

* Примечание: Возвратными считаются скважины эксплуатационного фонда нижнего объекта, используемые для разработки (доработки) верхних объектов в зонах их совмещения.

1.2.12. Кроме вышеперечисленных на балансе нефтегазодобывающих предприятий могут числиться законсервированные скважины.

К законсервированным относятся скважины, не функционирующие в связи с нецелесообразностью или невозможностью их эксплуатации (независимо от их назначения), консервация которых оформлена в соответствии с действующими положениями.

1.2.13. Эксплуатационный фонд скважин подразделяется на скважины, находящиеся в эксплуатации (действующие), находящиеся в капитальном ремонте после эксплуатации и ожидании капремонта, находящиеся в обустройстве и освоении после бурения.

К находящимся в эксплуатации (действующим) скважинам относятся скважины, добывающие продукцию в последнем месяце отчетного периода независимо от числа дней их работы в этом месяце.

В фонде находящихся в эксплуатации (действующих) скважин выделяются скважины, дающие продукцию, скважины, остановленные в целях регулирования разработки или экспериментальных работ, а также скважины, находящиеся в планово-профилактическом обслуживании (простаивающие остановленные в последнем месяце отчетного периода из числа давших добычу в этом месяце).

К находящимся в капитальном ремонте после эксплуатации относятся выбывшие из действующих скважин, на которых на конец отчетного месяца проводились работы по ремонту. К скважинам, находящимся в ожидании капремонта, относятся скважины, которые простаивали в течение календарного месяца.

К скважинам, находящимся в обустройстве и освоении после бурения, относятся скважины, принятые на баланс нефтегазодобывающего управления после завершения их строительства и находящиеся в данном календарном месяце в освоении или в обустройстве.

Отнесение скважин к той или иной категории производится в соответствии с действующими инструкциями и положениями.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕРМИНА «ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН» АВТОРАМИ УЧЕБНИКОВ

- В.С. Бойко: «Освоение скважин – комплекс технологических операций по перфорации, вызову притока и воздействию на призабойную зону пласта с целью обеспечения ее продуктивности, соответствующей естественной проницаемости и нефтенасыщенной толщине пласта, при вводе скважины в эксплуатацию после бурения или ремонта».
- А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.Г. Гусев: «После вскрытия пласта скважину осваивают, вызывая приток жидкости из пласта, восстанавливая (частично) продуктивные характеристики призабойной зоны. От эффективности операций вскрытия продуктивного пласта и освоения скважин зависит величина притока жидкости из пласта, т.е. эффективность последующей эксплуатации скважин».
- Е.М. Соловьев: «Под освоением понимают комплекс работ, проводимых с целью очистки пристволенной зоны продуктивного пласта и скважины от загрязнения и получения промышленного притока пластовой жидкости».
«В основе всех способов освоения лежит уменьшение давления столба жидкости в скважине ниже пластового и создание депрессии, достаточной для преодоления сопротивлений фильтрации пластовой жидкости к скважине».
- В.И. Щуров: «Освоение скважины – комплекс технологических операций по вызову притока и обеспечению ее продуктивности, соответствующей локальным возможностям пласта».
«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».

ИЗ ПРАВИЛ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

5.5. Освоение скважин

5.5.1. Под освоением скважины понимается вызов притока жидкости из пласта или опробование нагнетания в него рабочего агента в соответствии с ожидаемой продуктивностью (приемистостью) пласта.

5.5.2. Комплекс работ по освоению, включая работы по восстановлению и повышению продуктивности пласта, необходимые для их реализации технические средства и материалы, должны быть предусмотрены в проектах на строительство скважин.

5.5.3. Освоение скважин осуществляется по типовым или индивидуальным планам, составленным соответствующими подразделениями нефтегазодобывающих и буровых предприятий. Планы по освоению скважин утверждаются руководством указанных предприятий.

5.5.4. В планах по освоению скважин должны быть оговорены условия, обеспечивающие сохранение целостности скелета пласта в призабойной зоне и цементного камня за эксплуатационной колонной, а также мероприятия по предотвращению:

- а) деформации эксплуатационной колонны;
- б) прорывов пластовых вод (подошвенных, верхних, нижних), газа из газовой шапки;
- в) открытых фонтанных проявлений;
- г) снижения проницаемости призабойной зоны;
- д) замазучивания окружающей территории.

На освоение скважин, вскрывших пласты в осложненных геологических условиях (аномально высокое пластовое давление, содержание в продукции значительных количеств H_2 , H_2S и CO_2 , высокие температуры и большой газовый фактор и др.), составляется индивидуальный план.

5.5.5. Освоение скважин производится с установкой соответствующего технологического оборудования, согласованного с нефтегазодобывающими предприятиями.

5.5.6. Освоение вышедших из бурения скважин производится методами, предусмотренными технологическими регламентами, утвержденными для конкретных геолого-физических условий каждого месторождения (залежи).

5.5.7. В процессе освоения скважин осуществляется комплекс исследований, производится отбор проб пластовой жидкости. Виды и объемы исследований, отборы проб должны устанавливаться геологическими службами нефтегазодобывающих предприятий в соответствии с утвержденными регламентами на освоение скважин.

5.5.8. Продуктивность скважин восстанавливается или повышается путем повторной перфорации пластов или обработкой призабойных зон. Способы дополнительной перфорации и воздействия на призабойную зону пласта, технологии и параметры обработок выбираются в зависимости от геолого-физических свойств залежи в соответствии с действующими руководящими документами.

5.5.9. Скважина считается освоенной, если в результате проведенных работ определена продуктивность пласта и получен приток жидкости, характерный для данного интервала опробования. При отрицательных результатах освоения устанавливаются их причины, и утверждается дальнейший план работ.

5.5.10. Выбор способа эксплуатации, подбор, установка скважинного оборудования, а также дальнейшие работы по повышению продуктивности и достижению намеченной приемистости скважин осуществляются нефтегазодобывающими предприятиями в соответствии с проектными документами на разработку, особенностями геологического строения залежи и текущего состояния разработки месторождения.

5.5.11. Строительство скважины считается законченным после выполнения всех работ, предусмотренных техническим проектом на строительство и планом освоения скважины.

5.6. Передача скважин в эксплуатацию

5.6.1. Законченные строительством скважины передаются нефтегазодобывающему управлению.

5.6.2. Условия передачи скважин от бурового предприятия нефтегазодобывающему управлению регламентируются действующими основными условиями производства работ по строительству нефтяных и газовых скважин подрядным способом.

5.6.3. При передаче скважины в эксплуатацию буровое предприятие обязано передать нефтегазодобывающему предприятию следующие документы:

- а) акт о заложении скважины;
- б) проект бурения скважины (типовой геолого-технический наряд);
- в) акты о начале и окончании бурения скважины;
- г) акт об измерении альтитуды устья обсадной колонны;
- д) материалы всех геофизических исследований и заключения по ним;

- е) расчеты обсадных колонн, их меру, диаметр, толщину стенки, марку стали и другие необходимые характеристики для неметаллических колонн;
- ж) акты на цементирование обсадных колонн, расчеты цементирования, лабораторные анализы качества цемента и результаты измерения плотности цементного раствора в процессе цементирования, данные о выходе цемента на устье или высоте подъема цемента (диаграмму цементомера), меру труб, компоновку колонн, данные об удельном весе глинистого раствора в скважине перед цементированием;
- з) акты испытания всех обсадных колонн на герметичность;
- и) планы работ по опробованию или освоению каждого объекта;
- к) акты на перфорацию обсадной колонны с указанием интервала перфорации, способа перфорации и количества отверстий;
- л) акты опробования или освоения каждого объекта с приложением данных исследования скважин (дебиты, давления, анализы нефти, воды, газа);
- м) заключение (акты) на испытания пластов в процессе бурения (испытателями пластов);
- н) меру и тип насосно-компрессорных труб с указанием оборудования низа, глубины установки пусковых клапанов (отверстий);
- о) геологический журнал с описанием всего процесса бурения и освоения скважины;
- п) описание керна;
- р) паспорт скважины с данными в процессе бурения, нефтегазопроявлениях и конструкции;
- с) акты о натяжении колонн;
- т) акты об оборудовании устья скважины;
- у) акты о сдаче геологических документов по скважине.

5.6.4. Передача скважины и технической документации оформляется актом по установленной форме.

5.6.5. Передача законченных строительством скважин в эксплуатацию осуществляется буровой организацией при положительном заключении местных органов Госгортехнадзора.

ИЗ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (ПБ 08-200-98)

2.11. Освоение и испытание законченных бурением скважин

2.11.1. Работы по освоению и испытанию скважин могут быть начаты при обеспечении следующих условий:

- высота подъема цементного раствора за эксплуатационной колонной и качество сформировавшейся крепи отвечает проекту и требованиям охраны недр;
- эксплуатационная колонна прошаблонирована, опрессована совместно с колонной головкой и превенторной установкой, герметична при максимально ожидаемом давлении на устье скважины;
- устье с превенторной установкой, манифольдный блок и выкидные линии оборудованы и обвязаны в соответствии с утвержденной схемой.

2.11.2. Устье скважины перед перфорацией эксплуатационной колонны должно быть оборудовано превенторной установкой по утвержденной схеме, а скважина – заполнена буровым раствором с плотностью, отвечающей требованиям п. 2.7.3.3 настоящих Правил.

[2.7.3.3. Плотность бурового раствора в интервалах совместимых условий бурения должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое (поровое) давление на величину:

10÷15 % - для скважин глубиной до 1200 м (интервалов от 0 до 1200 м), но не более 15 кгс/см² (1,5 МПа);

5÷10 % - для скважин глубиной до 2500 м (интервалов от 1200 до 2500 м), но не более 25 кгс/см² (2,5 МПа);

4÷7 % - для скважин глубиной более 2500 м (интервалов от 2500 и до проектной глубины), но не более 35 кгс/см² (3,5 МПа).]

Подготовительные работы перед спуском заряженного перфоратора в скважину осуществляются в соответствии с требованиями п.п. 4.5.9 и 4.5.11 настоящих Правил.

[4.5.9. Приступить к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке ее территории, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного «Актом готовности скважины для производства ПВР», подписанным представителями Заказчика и Подрядчика.

4.5.11. Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. При использовании ПВА нежесткой конструкции (бескорпусных перфораторов, пороховых генераторов давления, шнуровых торпед и др.) ограничения по длине шаблона не устанавливаются].

Перфорация продуктивного пласта при сниженном уровне производится по специальному плану, согласованному с заказчиком.

2.11.3. Во время перфорации производителем работ должно быть установлено наблюдение за уровнем жидкости на устье скважины. Его снижение не допускается.

2.11.4. Фонтанная арматура до установки на устье скважины должна быть опрессована на величину пробного давления, а после установки – на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

Результаты опрессовки оформляются актом.

2.11.5. Комплекс работ по освоению скважины должен предусматривать меры, обеспечивающие:

- исключение закупорки пласта при вторичном вскрытии;
- сохранение скелета пласта в призабойной зоне;
- предупреждение прорыва пластовой воды и газа из газовой «шапки»;
- термогазодинамические исследования по определению количественной и качественной характеристик пласта и его геолого-физических параметров;
- сохранение, восстановление или повышение проницаемости призабойной зоны;
- предотвращение неконтролируемых газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов;
- охрану недр и окружающей среды.

2.11.6. Устойчивость призабойной зоны пласта и сохранность цементного кольца обеспечиваются допустимой депрессией, величина которой устанавливается предприятием по согласованию с заказчиком с учетом проектных решений и фактического состояния крепи.

2.11.7. Приток флюида из пласта вызывается путем создания регламентируемых депрессий за счет:

- замены бурового раствора на раствор меньшей плотности, техническую воду или дегазированную нефть. При этом разница в плотностях последовательно заменяемых жидкостей не должна быть более 0,50-0,60 г/см³; при большей разнице плотностей должны быть ограничены темпы снижения противодавления на пласт;
- использования пенных систем.

2.11.8. Снижение уровня жидкости в эксплуатационной колонне посредством свабирования, использования скважинных насосов,

нагнетанием инертного газа или природного газа от соседней скважины производится в соответствии с инструкциями по безопасному ведению работ, разработанными предприятием. Использование воздуха для снижения уровня жидкости запрещается.

2.11.9. Глубинные измерения в скважинах с избыточным давлением на устье допускаются только с применением лубрикаторов, параметры которых должны соответствовать условиям работы скважины. Лубрикатор опрессовывается на давление опрессовки эксплуатационной колонны.

2.11.10. Для каждой скважины, подлежащей освоению, составляется план с учетом технологических регламентов на эти работы и назначением ответственных лиц за их выполнение. План утверждается техническим руководителем бурового предприятия и согласовывается с заказчиком.

2.11.11. О проведенных работах по освоению и испытанию скважины ежедневно составляется рапорт.

Основные единицы
Международной системы единиц (СИ)

Наименование величины	Часто применяемые обозначения физической величины	Размерность	Наименование единицы	Обозначение единицы	
				русское	международное
Основные единицы					
Длина	l, L, r, R	L	метр	м	m
Масса	m, M	M	килограмм	кг	kg
Время	t, τ, T	T	секунда	с	s
Термодинамическая температура	T, θ, τ	θ	кельвин	К	K
Количество вещества	n	N	моль	моль	mol
Сила электрического тока	I	I	ампер	А	A
Сила света	J	J	кандела	кд	cd

Соотношения между некоторыми однородными единицами
физических величин основных систем единиц

Название величины	СИ	СГС	МКГСС
Сила	1 Н (ньютон)=1 кг*м/с ²	1 дин=1 г*см/с ² 1 дин=10 ⁻⁵ Н	1 кгс=9,80665 Н 1 кгс=9,80665*10 ⁵ дин
Давление	1 Па(паскаль)=1кг/(м*с ²) 1 Па=1 Н/м ²	1 дин/см ² =1 г/(см*с ²) 1 дин/см ² =0,1 Па 1 дин/см ² =10 ⁻⁶ бар	1 кгс/м ² =9,80665 Па 1кгс/м ² =98,0665дин/см ² 1 кгс/м ² =9,80665*10 ⁻⁵ бар
Работа (энергия)	1 Дж (джоуль)=1кг*м ² /с ² 1 Дж=1 Н*м	1 эрг=1 г*см ² /с ² 1 эрг=10 ⁻⁷ Дж	1 кгс*м=9,80665 Дж 1 кгс*м=9,80665*10 ⁷ эрг
Мощность	1 Вт (ватт)=1 кг*м ² /с ³ 1 Вт=1 Дж/с	1 эрг/с=1 г*см ² /с ³ 1 эрг/с=10 ⁻⁷ Вт	1 кгс*м/с=9,80665 Вт 1кгс*м/с=9,80665*10 ⁷ эрг/с
Динамическая вязкость	1 Па*с=1 кг/(м*с) 1 Па*с=1 Н*с/м ²	1 П (пуаз)=1 г/(см*с) 1 П=1 дин*с/см ² 1 П=0,1 Па*с	1 кгс*с/м ² =9,80665 Па*с 1 кгс*с/м ² =98,0665 П
Кинематическая вязкость	1 м ² /с=(1 Па*с)/(1 кг/м ³)	1 Ст (стокс)=1 см ² /с 1 Ст=10 ⁻⁴ м ² /с	1 м ² /с=1 м ² /с 1 м ² /с=10 ⁴ Ст

ИЗ ПРАВИЛ БЕЗОПАСНОСТИ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (ПБ 08-200-98)

3.9. Исследование скважин

3.9.1. Периодичность и объем исследований эксплуатационных скважин устанавливаются на основании утвержденных регламентов, разработанных в соответствии с проектом разработки данного месторождения.

3.9.2. Спуск глубинных приборов и инструментов, спускаемых на канате, должен осуществляться только при установленном на устье скважины лубрикаторе с герметизирующим сальниковым устройством.

3.9.3. Спуско-подъемные операции следует проводить с применением лебедки с гидроприводом, обеспечивающим вращение барабана с канатом в любых желаемых диапазонах скоростей и с фиксированной нагрузкой на канат (проволаку).

3.9.4. Перед установкой на скважину лубрикатор подвергается гидравлическому испытанию на давление, ожидаемое на устье скважины. После установки и перед каждой операцией лубрикатор необходимо проверить на герметичность постепенным повышением давления продукции скважины.

3.9.5. Проволока, применяемая для глубинных исследований, должна быть цельной, без скруток, а для работы с содержанием сероводорода более 6 % – выполнена из материала, стойкого к сероводородной коррозии.

3.9.6. Исследование разведочных и эксплуатационных скважин в случае отсутствия утилизации жидкого продукта запрещается.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	3
1. ПОНЯТИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ	6
2. ПРИЧИНЫ СНИЖЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОДЫ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА	9
2.1. Снижение проницаемости при вскрытии продуктивного пласта бурением.....	9
2.2. Снижение проницаемости при спуске и цементировании обсадной эксплуатационной колонны	13
2.3. Конструкции эксплуатационных забоев скважин.....	15
2.4. Снижение проницаемости при перфорации скважин.....	22
2.5. Снижение проницаемости при освоении скважин	27
3. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН	29
3.1. Сущность и способы вызова притока.....	30
3.1.1. Тартание скважин	34
3.1.2. Вызов притока поршневанием	34
3.1.3. Последовательная замена скважинного раствора на рабочие агенты меньшей плотности	36
3.1.4. Компрессорный способ.....	42
3.1.5. Применение скважинных насосов	49
3.1.6. Другие способы вызова притока.....	50
3.2. Расчет процесса вызова притока способом замены скважинной жидкости	52
3.3. Расчеты при вызове притока компрессорным способом	58
3.4. Расчеты при циркуляции в скважине пены	59
3.5. Восстановление проницаемости породы призабойной зоны пласта.....	61
3.6. Гидродинамические исследования при освоении скважин	66
3.6.1. Обработка индикаторных диаграмм.....	69
3.6.2. Обработка кривой восстановления давления	72
3.7. Особенности освоения водонагнетательных скважинах.....	73
3.8. Установление технологического режима эксплуатации и пуск скважин в работу	75

4. ОЦЕНКА ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СОВЕРШЕНСТВА	
СКВАЖИН.....	77
4.1. Понятие о гидродинамическом совершенстве скважин.....	77
4.2. Определение степени гидродинамического совершенства скважин по результатам теоретических и экспериментальных исследований.....	82
4.3. Методика определения коэффициента гидродинамического совершенства по исследованию скважин на установившихся и неустановившихся режимах работы	84
4.4. Оценка гидродинамического совершенства скважин по разностным кривым восстановления давления.....	86
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	90
ПРИЛОЖЕНИЯ	92

Учебное издание

Мордвинов Александр Антонович

**ОСВОЕНИЕ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
СКВАЖИН**

Учебное пособие

Редактор Е.В. Щербович

Технический редактор Л.П. Коровкина

План 2003 г., позиция 16. Подписано в печать

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman Cyr.

Формат 60×84 1/16. Бумага офсетная. Печать трафаретная.

Усл. печ. л. 6,3. Уч.-изд. л. 6,8. Тираж 250 экз. Заказ № 176.

Ухтинский государственный
технический университет.
169300, г. Ухта, ул. Первомайская, 13.

Лицензия ПД № 00578 от 25.05.2000.
Издательско-полиграфическое управление УГТУ.
169300, г. Ухта, ул. Октябрьская, 13.