



Министерство образования Республики Беларусь

Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»

Кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных
месторождений и транспорт нефти»

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН

КУРС ЛЕКЦИЙ

**по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения**

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2007

УДК 622.276.34(075.8)
ББК 33.131я73
3-18

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
машиностроительного факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 6 от 06.03.2006 г.)*

Автор-составитель: *А. В. Захаров*

Рецензент: канд. геолого-минерал. наук, проф. каф. РЭНМ
и ТН ГГТУ им. П. О. Сухого *А. П. Пинчук*

Заканчивание скважин : курс лекций по одноим. дисциплине для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» днев. и заоч. форм обучения / авт.-сост. А. В. Захаров. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2007. – 74 с.– Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Мб RAM ; свободное место на HDD 16 Мб ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://gsu.local/lib>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-420-577-9.

В систематической форме изложены теоретические сведения, охватывающие основные разделы курса «Заканчивание скважин».

Для студентов специальности 1-51 02 02 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

УДК 622.276.34(075.8)
ББК 33.131я73

ISBN 978-985-420-577-9

© Захаров А. В., составление, 2007
© Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», 2007

1. КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

1.1. Общие сведения

С углублением ствола скважины по мере необходимости проводят работы по его креплению. Понятие крепления скважины охватывает работы по спуску в скважину обсадной колонны и ее цементированию. Спущенная в ствол обсадная колонна – составной элемент конструкции скважины.

В понятие конструкции скважины включают следующие характеристики: глубину скважины; диаметр ствола скважины, который можно оценивать по диаметру породоразрушающего инструмента (долота, буроголовки и т. п.), применяемого для бурения каждого отдельного интервала, и уточнять на основе замеров профилометрии и кавернометрии; количество обсадных колонн, спускаемых в скважину, глубину их спуска, протяженность, номинальный диаметр обсадных колонн и интервалы их цементирования.

Конструкцию скважины разрабатывают и уточняют в соответствии с конкретными геологическими условиями бурения в заданном районе. Она должна обеспечить выполнение поставленной задачи, т. е. достижение запроектированной глубины и выполнение всего намеченного комплекса исследований и работ в скважине.

Определяющими факторами являются допустимая протяженность интервалов, где возможно бурение без крепления, и конечный диаметр ствола скважины или рекомендуемый диаметр последней (эксплуатационной) колонны.

Крепление скважины проводят с различными целями: закрепление стенок скважины в интервалах неустойчивых пород; изоляция зон катастрофического поглощения промывочной жидкости и зон возможных перетоков пластовой жидкости по стволу; разделение интервалов, где геологические условия требуют применения промывочной жидкости с весьма различной плотностью; разобщение продуктивных горизонтов и изоляция их от водоносных пластов; образование надежного канала в скважине для извлечения нефти или газа или подачи закачиваемой в пласт жидкости; создание надежного основания для установки устьевого оборудования.

На практике в глубокие скважины обычно спускают несколько обсадных колонн, которые различаются по назначению и глубине спуска:

– направление – служит для закрепления устья скважины и отвода изливающегося из скважины бурового раствора в циркуляционную систему, обычно спускается на глубину 3–10 м.

– кондуктор – устанавливается для закрепления стенок скважины в интервалах, представленных разрушенными и выветрелыми породами, и предохранения водоносных горизонтов – источников водоснабжения от загрязнения, глубина спуска до нескольких сот метров.

– промежуточная колонна – служит для изоляции интервалов слабосвязанных неустойчивых пород и зон поглощения; промывочной жидкости; глубина спуска колонны зависит от местоположения осложненных интервалов.

– эксплуатационная колонна – образует надежный канал в скважине для извлечения пластовых флюидов или закачки агентов в пласт; глубина ее спуска определяется положением продуктивного объекта. В интервале продуктивного пласта эксплуатационную колонну перфорируют или оснащают фильтром.

– потайная колонна – служит для перекрытия некоторого интервала в стволе скважины; верхний конец колонны не достигает поверхности и размещается внутри, расположенной выше обсадной колонны. Если она не имеет связи с предыдущей колонной, то называется «летучкой».

Спущенную обсадную колонну цементируют в стволе скважины по всей длине или в некотором интервале, начинающемся от нижнего конца колонны. Промежуточная колонна в отдельных случаях, когда имеется опасность чрезмерного ее износа при бурении нижерасположенного интервала, может быть съемной или проворачиваемой. В этом случае ее не цементируют.

При бурении скважин на морских акваториях с опорных или плавучих средств от водной поверхности к донному устью скважины устанавливают подвесную водоизолирующую колонну, которая служит для подъема промывочной жидкости к поверхности и является направлением для бурильной колонны во время ее спуска в скважину.

В проекте строительства скважины разработка ее конструкции – это очень ответственный раздел. От правильного учета характера нагружения, условий работы и износа колонн за период существования скважины зависит надежность конструкции. Вместе с тем выбранная конструкция предопределяет объем работ в скважине и расход материалов и поэтому существенным образом влияет на стоимостные показатели строительства и эксплуатации скважины.

Разработка конструкции скважины начинается с решения двух проблем: определения требуемого количества обсадных колонн и глубины спуска каждой из них; обоснования расчетным путем но-

минальных диаметров обсадных колонн и диаметров породоразрушающего инструмента.

Число обсадных колонн определяется на основании анализа геологического разреза в месте заложения скважины, наличия зон, где бурение сопряжено с большими осложнениями, анализа картины изменения коэффициентов аномальности пластового давления и индексов поглощения, а также накопленного практического опыта проводки скважин. Результаты изучения конкретной геологической обстановки позволяют сделать выводы о несовместимости условий бурения и на этом основании выделить отдельные интервалы, подлежащие изоляции. По имеющимся данным строят графики изменения коэффициента аномальности пластового давления k_a и индекса давления поглощения $k_{п}$ с глубиной и на них выделяют интервалы, которые можно проходить с использованием раствора одной плотности.

В отдельных случаях, когда имеющихся геологических сведений недостаточно для обоснования количества колонн и у проектировщиков имеются серьезные опасения, что в скважине могут возникнуть непредвиденные осложнения, в конструкции первых поисковых и поисково-разведочных скважин может быть предусмотрена резервная колонна.

Глубину спуска каждой обсадной колонны уточняют с таким расчетом, чтобы ее нижний конец находился в интервале устойчивых монолитных слабопроницаемых пород и, чтобы она полностью перекрывала интервалы слабых пород, в которых могут произойти гидроразрывы при вскрытии зон АВПД в нижележащем интервале.

Определив число обсадных колонн и глубину их спуска, приступают к согласованию расчетным путем нормализованных диаметров обсадных колонн и породоразрушающего инструмента. Исходным для расчета является либо диаметр эксплуатационной колонны, который устанавливают в зависимости от ожидаемого дебита скважины, либо конечный диаметр скважины, определяемый размером инструментов и приборов, которые будут использоваться в скважине.

По расчетному значению внутреннего диаметра в соответствии с размерами, указанными в ГОСТ632-80, подбирают нормализованный диаметр обсадной колонны. Подобным образом повторяют расчет для каждой последующей колонны до самой верхней.

Если строительство скважины завершается без спуска обсадной колонны на конечную глубину, исходным является диаметр долота для конечного интервала.

1.2. Компоновка обсадной колонны

Обсадную колонну собирают из обсадных труб либо одного номинального размера (одноразмерная колонна), либо двух номинальных размеров (комбинированная колонна). Трубы подбирают в секции в соответствии с запроектированной конструкцией обсадной колонны.

Для облегчения спуска обсадной колонны и качественного ее цементирования по выбранной технологии в состав колонны вводят дополнительные элементы: башмак, обратный клапан, заливочный патрубок, упорное кольцо, заливочную муфту, трубные пакеры, центраторы (фонари), скребки.

Башмак обсадной колонны навинчивают на нижний конец первой (снизу) обсадной трубы и закрепляют сваркой. Он служит для предохранения нижнего торца обсадной колонны от смятия и для ее направления по стволу скважины в процессе спуска. Используются башмаки различной конструкции: простейшая представляет собой короткий отрезок стальной толстостенной трубы с фасками (наружной и внутренней) на нижнем торце. Такие башмаки устанавливают на обсадных колоннах большого диаметра, начиная с 351 мм.

Обычно же в башмачное кольцо снизу вводят направляющую пробку. Она имеет конусообразную или сферическую форму и изготовляется из легко разбуриваемого материала: бетона, алюминия, дерева. Имеются пробки чугунные и стальные. Благодаря своей форме, пробка облегчает прохождение обсадной колонны на участках искривления ствола. В самом кольце башмака или в направляющей пробке делают боковые отверстия, через которые цементный раствор закачивается в затрубное пространство.

Обратный клапан устанавливают в нижней части обсадной колонны на одну-две трубы выше башмака. Имеются конструкции колонных башмаков, включающие обратный клапан. Обратный клапан служит для перекрытия пути поступления жидкости внутрь обсадной колонны.

В зависимости от конструктивных особенностей обратные клапаны могут выполнять дополнительные функции: дифференциальный клапан при спуске колонны допускает регулируемое частичное заполнение обсадной колонны жидкостью, обратные клапаны типа ЦКОД допускают постоянное заполнение колонны и срабатывают после введения дополнительного запорного элемента (шарика) и т. п.

Выбор конструкции клапана зависит от конкретных условий в скважине, и прежде всего от опасности проявлений и наличия зон поглощения.

Заливочный патрубок устанавливают непосредственно над башмаком (ниже обратного клапана). Он представляет собой отрезок трубы длиной около 1,5 м с отверстиями, расположенными по винтовой линии. Они соединяют затрубное пространство с внутренним объемом обсадной колонны. Заливочный патрубок применяют для подачи цементного раствора в затрубное пространство при цементировании обсадной колонны.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») устанавливают в обсадной колонне на 20–30 м выше башмака. Оно имеет суженный внутренний диаметр и служит для задерживания цементировочных пробок (см. раздел «Цементирование обсадных колонн»). Кольцо изготавливают из серого чугуна, иногда применяют упорные кольца, изготовленные из цемента.

Заливочной муфтой обсадная колонна оснащается в том случае, если предусматривается ступенчатое цементирование (см. раздел «Цементирование обсадных колонн»). Она позволяет открыть в нужный момент каналы для подачи цементного раствора в затрубное пространство, а затем вновь их перекрыть. Место установки муфты определяется заранее по протяженности интервалов цементирования.

Трубный пакер вводят в оснащение обсадной колонны для создания надежной изоляции отдельных интервалов в затрубном пространстве. Пакер устанавливают в местах залегания устойчивых непроницаемых горных пород. В большинстве конструкций пакеров надежная изоляция достигается деформированием эластичного элемента, надетого на корпус, и плотным его смыканием со стенками ствола скважины. По способу перевода в рабочее состояние трубные пакеры подразделяются на гидравлические и механические. В гидравлическом пакере под уплотнительный элемент поступает жидкость, вызывая его деформацию в поперечном размере. В механическом пакере эластичный элемент деформируется за счет разгрузки на него части веса самой обсадной колонны.

Центраторы («фонари») устанавливают на обсадной колонне для поддержания соосности ствола скважины и спущенной обсадной колонны и создания благоприятных условий для равномерного распределения цементного раствора по кольцевому зазору. Как считают некоторые исследователи, центраторы также способствуют снижению

сил трения при спуске колонны и более полному замещению цементным раствором жидкости, находившейся в затрубном пространстве. Как правило, применяют пружинные центраторы, при использовании которых центрирование колонны в стволе скважины осуществляют с помощью пружинных арочных планок, концы которых закреплены на кольцах-обоймах.

Кольцо-обойма состоит из двух шарнирно соединенных половинок. Такой центратор легко надевается на обсадную трубу над устьем скважины при спуске колонны. У неразъемных центраторов кольца-обоймы целые, они должны быть предварительно надеты на трубу. Продольное перемещение центраторов по трубе ограничивается стопорным кольцом, которое располагается между кольцами-обоймами.

Эффект центрирования зависит от правильности выбора интервала установки центраторов по стволу и расстояния между центраторами на колонне. Центраторы размещают на наиболее ответственных участках колонны, где надежность изоляции имеет очень большое значение (интервал продуктивного горизонта и его кровли, низ обсадной колонны и т. п.).

Скребки устанавливают на обсадной колонне для удаления глинистой корки со стенок скважины и повышения надежности сцепления цементного камня со стенками ствола скважины. Известны две разновидности конструкции скребков: круговые и прямолинейные.

1.3. Подготовительные мероприятия к спуску обсадной колонны. Спуск обсадной колонны

Крепление некоторого интервала ствола скважины обсадной колонной с последующим ее цементированием – весьма важный и ответственный этап в строительстве скважины. От качества проведения этих работ в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, ее надежность и долговечность.

Весь комплекс подготовительных мероприятий нацелен на то, чтобы спуск обсадной колонны проходил без вынужденных остановок и перерывов, во время спуска обсадная колонна не подвергалась непредвиденным перегрузкам, опасным с точки зрения ее целостности и нарушения профиля труб, и чтобы в скважину не попали трубы с дефектами, которые могут повлечь нарушение целостности обсадной колонны или потерю герметичности.

Комплекс подготовительных мероприятий включает подготовку обсадных труб, бурового оборудования и самой скважины.

Подготовка обсадных труб

В подготовку обсадных труб входит проверка качества их изготовления и обеспечение сохранности при транспортировании к месту проведения работ и погрузо-разгрузочных операциях, а также при их перемещении на буровой.

При хорошей организации контроля обсадные трубы неоднократно подвергаются проверке и проходят следующие виды контрольных испытаний и обследований:

- гидравлические испытания на заводах-изготовителях;
- обследование наружного вида обсадных труб, проверку резьб и шаблонирование внутреннего диаметра труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия (УБР);
- гидравлические испытания обсадных труб на трубно-инструментальной базе бурового предприятия (УБР), в отдельных случаях испытания труб можно проводить непосредственно на буровой;
- визуальное обследование доставленных на буровую труб, промер длины каждой трубы;
- шаблонирование, проверку состояния резьбы трубы над устьем скважины во время спуска обсадной колонны.

Подготовка бурового оборудования

Обеспечить безотказную работу бурового оборудования и создать наиболее благоприятные условия для буровой бригады на период спуска обсадной колонны – таковы основные задачи подготовки оборудования. Одновременно на буровую должны быть доставлены весь необходимый инструмент и материалы.

Буровая бригада совместно с представителями механической службы проверяет буровое и силовое оборудование. Особое внимание обращают на надежность крепления и исправность буровой лебедки и ее тормозной системы, проверяют исправность буровых насосов и заменяют изношенные детали, проверяют состояние вышки и талевого системы, в случае необходимости осуществляют переоснастку талевого системы для повышения ее грузоподъемности. На высоте 8–10 м от пола на вышке устанавливают передвижную люльку для рабочего, который будет занят центрированием верхнего конца наращиваемой обсадной трубы. Проверяют состояние контрольно-измерительных приборов на буровой.

Подготавливают рабочее место у устья скважины: убирают инструмент, который не понадобится при спуске колонны, и очищают пол буровой, вровень со столом ротора устанавливают временный де-

ревянный настил. Обращают внимание на усиление освещенности рабочих мест, навешивают дополнительные светильники.

В подготовительный период на буровую доставляют достаточное количество (с резервом) дополнительного инструмента, который понадобится при спуске обсадной колонны. Обсадные трубы подвозят специальными транспортными средствами и размещают на стеллажи по секциям в порядке их спуска. На каждый комплект предусматривается резерв в количестве 5 % от метража труб.

Подготовка ствола скважины

Чтобы избежать осложнений при спуске обсадной колонны, предусматривается комплекс работ по подготовке ствола скважины. Виды работ и их объем зависят от состояния ствола скважины, сложности геологического разреза и протяженности открытой части ствола. О состоянии ствола судят по наблюдениям при спуске и подъеме бурильной колонны (посадки, прихваты, затяжки и т. д.), по прохождению геофизических зондов, по данным кавернометрии и инклинометрии.

Заранее выделяют интервалы, где отмечены затруднения при спуске бурильного инструмента, зоны сужения ствола, образования уступов, участки резкого перегиба оси скважины и т. д. В этих интервалах в подготовительный период проводят выборочную проработку ствола. В скважину спускают новое долото (с центральной промывкой) в сочетании с жесткой компоновкой и, удерживая инструмент на весу, прорабатывают выделенные интервалы с промывкой при скорости подачи 40 м/ч. Выдерживание вращающегося инструмента на одном месте не допускается во избежание зарезки нового ствола. Если отмечаются трудности в прохождении инструмента, его приподнимают и спускают несколько раз. В сложных условиях скорость подачи инструмента может быть снижена до 20–25 м/ч.

После выборочной проработки ствол скважины шаблонируют. Для этого из обсадных труб собирают секцию длиной около 25 м и на колонне бурильных труб спускают ее в ствол скважины на всю глубину закрепляемого участка. Таким способом проверяют проходимость обсадных труб.

Через спущенный инструмент скважину тщательно промывают до полного выравнивания свойств промывочной жидкости. Общая продолжительность непрерывной промывки не менее двух циклов. В конце промывки в закачиваемую промывочную жидкость добавляют нефть, графит и другие аналогичные добавки для облегчения спуска

обсадной колонны. При извлечении из скважины длину инструмента измеряют и по суммарной его длине контролируют протяженность ствола скважины.

Завершив подготовительные работы, приступают к спуску обсадной колонны в скважину.

Спуск обсадной колонны

Последовательность спуска секций в скважину и использование вспомогательных элементов (пентраторы, скребки, турбулизаторы и др.) определяются конструкцией обсадной колонны, предусмотренной в индивидуальном плане работ по ее подготовке, спуску и цементированию, который разрабатывается технологическим или производственно-технологическим отделом УБР. Во время спуска осуществляют строгий контроль за соблюдением порядка комплектования колонны в соответствии с планом по группам прочности стали и толщине стенок труб.

Сначала в скважину спускают низ обсадной колонны, включающий башмак, заливочный патрубков, обратный клапан и упорное кольцо. Все элементы низа колонны рекомендуется свинчивать с использованием твердеющей смазки на основе эпоксидных смол. Использование обратного клапана обязательно, если в скважине имелись газопроявления. Надежность работы клапана на пропуск жидкости проверяют на поверхности посредством пробной циркуляции с помощью цементировочного агрегата, который подключают к компоновке. Затем в порядке очередности спуска к устью скважины подают обсадные трубы и перед наращиванием их шаблонируют. Со стороны муфты в трубу вводят жесткий цилиндрический шаблон:

Условный диаметр обсадной трубы, мм 114–219; 245–340; 407–508
Длина шаблона, мм 150; 300; 300
Разница между внутренним номинальным
диаметром трубы и наружным диаметром шаблона, мм 3; 4; 5

При подъеме трубы шаблон должен свободно пройти через нее и выпасть. Если шаблон задерживается, то трубу отбраковывают. Над устьем скважины с нижнего конца приподнятой трубы свинчивают предохранительное кольцо, промывают и смазывают резьбу.

У кондуктора и промежуточных колонн резьбовые соединения нижних труб обычно проваривают прерывистым сварным швом для

предупреждения их отвинчивания при последующих работах в скважине.

Во время спуска обсадной колонны ведут документальный учет каждой наращиваемой трубы, в нем указывают номер трубы, группу прочности стали, толщину стенки, длину трубы, отмечают суммарную длину колонны и общую ее массу. На заметку берут все особые условия и осложнения, возникшие при спуске, записывают сведения об отбраковке отдельных труб и их замене.

Скорость спуска колонны поддерживают в пределах 0,3–0,8 м/с.

Если колонна оснащена обратным клапаном, после спуска 10–20 труб доливают промывочную жидкость внутрь колонны, чтобы не допустить смятия труб избыточным наружным давлением.

По мере необходимости проводят промежуточные промывки с помощью цементирующего агрегата или бурового насоса. Во время промывки необходимо непрерывно расхаживать колонну.

В нашей стране разработан метод секционного спуска обсадных колонн. Длину секций определяют с учетом грузоподъемности буровой установки, состояния скважины и прочности труб. Для спуска обсадных колонн секциями применяют специальные разъединители и стыковочные узлы, обеспечивающие соединение секций в скважине. Все секции, кроме верхней, спускают на колонне бурильных труб, которую после закачки цементного раствора отсоединяют и извлекают на поверхность. Спуск обсадных колонн секциями позволяет значительно снизить нагрузки, возникающие в буровом оборудовании при этих работах, и повысить надежность цементирования. Недостаток этого метода состоит в том, что создается некоторая опасность нарушения герметичности колонны на стыках секций и повышается суммарная продолжительность работ по креплению скважины.

1.4. Общие сведения о цементировании скважин

Разобшение пластов при существующей технологии крепления скважин – завершающий и наиболее ответственный этап, от качества выполнения которого в значительной степени зависит успешное строительство скважины. Под разобщением пластов понимается комплекс процессов и операций, проводимых для закачки тампонажного раствора в затрубное пространство (т. е. в пространство за обсадной колонной) с целью создания там надежной изоляции в виде плотного материала, образующегося со временем в результате отверждения тампонажного раствора. Поскольку в качестве тампонажного наиболее

широко применяется цементный раствор, то и для обозначения работ по разобцению используется термин «цементирование».

Цементный камень за обсадной колонной должен быть достаточно прочным и непроницаемым, иметь хорошее сцепление (адгезию) с поверхностью обсадных труб и со стенками ствола скважины. Высокие требования к цементному камню обуславливаются многообразием его функций: плотное заполнение пространства между обсадной колонной и стенками ствола скважины; изоляция и разобцение продуктивных нефтегазоносных горизонтов и проницаемых пластов; предупреждение распространения нефти или газа в затрубном пространстве под влиянием высокого пластового давления; закоривание обсадной колонны в массиве горных пород; защита обсадной колонны от коррозионного воздействия пластовых вод и некоторая разгрузка от внешнего давления.

Следует отметить, что роль и значение цементного камня остаются неизменными на протяжении всего срока использования скважины, поэтому к нему предъявляются требования высокой устойчивости против воздействия отрицательных факторов.

Цементирование включает пять основных видов работ: приготовление тампонажного раствора, закачку его в скважину, подачу тампонажного раствора в затрубное пространство, ожидание затвердения закачанного материала и проверку качества цементировочных работ. Оно проводится по заранее составленной программе, обоснованной техническим расчетом.

Существует несколько способов цементирования. Они различаются схемой подачи тампонажного раствора в затрубное пространство и особенностями используемых приспособлений. Возможны два варианта подачи тампонажного раствора в затрубное пространство: раствор, закачанный внутрь цементируемой обсадной колонны, проходит по ней до башмака и затем поступает в затрубное пространство, распространяясь снизу вверх (по аналогии с промывкой называется цементированием по прямой схеме); тампонажный раствор с поверхности подают в затрубное пространство, по которому он перемещается вниз (цементирование по обратной схеме).

В промышленных масштабах применяют способы цементирования по прямой схеме. Если через башмак обсадной колонны в затрубное пространство продавливают весь тампонажный раствор, способ называется одноступенчатым (одноцикловым) цементированием. Ес-

ли обсадная колонна на разных уровнях оснащена дополнительными приспособлениями (заливочными муфтами), позволяющими подавать тампонажный раствор в затрубное пространство поинтервально на разной глубине, способ цементирования называется многоступенчатым (многоцикловым). Простейший и наиболее распространенный способ – цементирование в две ступени (двухступенчатое). Иногда возникает необходимость не допустить проникновения тампонажного раствора в нижнюю часть обсадной колонны, расположенную в интервале продуктивного пласта, тогда этот интервал в затрубном пространстве изолируется манжетой, установленной на обсадной колонне, и сам способ цементирования называется манжетным. Выделяются также способы цементирования потайных колонн и секций, поскольку тампонажный раствор в этом случае закачивают по бурильной колонне, на которой спускают секцию или потайную колонну.

В мелких скважинах (например, структурных), которые заведомо не вскрывают продуктивных залежей и интервалов с высоким пластовым давлением, затрубное пространство можно изолировать тампонирующей глиной. Тампонирующее выполняется по более простой технологии, чем цементирование, и обеспечивает лишь временную и довольно слабую изоляцию.

Тампонирующее обсадной колонны в скважине может осуществляться задавливанием обсадной колонны на глубину до 0,8–1,2 м в пласт глины мощностью не менее 2,5–3,0 м; по способу с нижней пробкой, когда глину в виде шариков предварительно забрасывают на забой, а затем продавливают в затрубное пространство самой обсадной колонной, нижний конец которой перекрыт пробкой; по способу с верхней пробкой; в этом случае в нижнюю трубу набивают глину, над ней помещают пробку, с помощью которой вблизи забоя глину выпрессовывают под действием нагнетаемой с поверхности жидкости.

Преимущество метода тампонирующей глиной состоит в том, что после завершения всех работ в скважине обсадная колонна может быть освобождена и извлечена для последующего использования.

Цементирование скважин является сложной инженерной задачей, требующей пристального внимания на всех этапах строительства скважин.

Обеспечение качественного цементирования скважин позволяет резко увеличить долговечность скважин и срок добычи безводной продукции.

Существующая отечественная цементирующая техника, технологическая оснастка, тампонажные материалы позволяют обеспечить качественное крепление скважин при выполнении следующих условий:

- неуклонное выполнение требований технологического регламента крепления скважин;
- соблюдение технологической дисциплины тампонажной бригадой;
- высокая квалификация тампонажной бригады;
- использование качественных тампонажных материалов;
- составление паспортов крепления скважин с учетом полного фактора горно-геологических условий крепления.

При существующей технике и технологии крепления скважин повышение качества цементирования возможно за счет:

- получения и использования достоверной геофизической информации по состоянию ствола скважины;
- правильного подбора промывочной жидкости в процессе бурения с целью уменьшения кавернообразования;
- правильного выбора буферной жидкости;
- обеспечения турбулентного режима течения тампонажного раствора в затрубном пространстве при закачке;
- жесткого контроля за параметрами цементного раствора в течение всего периода цементирования;
- использования высокоэффективного селективно-манжетного цементирования при цементировании водоплавающих залежей и малой мощностью непроницаемых глинистых перемычек;
- очистки застойных зон от бурового раствора при проработке ствола скважины струйными кольмататорами.

1.5. Осложнения при креплении скважин

Основные осложнения при креплении скважин следующие:

- недоподъем тампонажного раствора;
- межпластовые перетоки;
- флюидопроявления;
- недоспуск колонн.

Если недоподъем раствора или недоспуск колонн в целом связан с нарушением технологического регламента при креплении, то межпластовые перетоки и флюидопроявления требуют изменения технологии крепления скважин и применение других тампонажных материалов, повышения качества геофизического исследования скважин.

Анализ осложнений показывает, что вследствие неправильного определения ВНК около 38 % скважин содержит обводненную продукцию; 29 % связано с поглощением тампонажного раствора и, как следствие, недоподъемом цементного раствора, на межпластовые перетоки приходится около 15–25 %, флюидопроявления – 5 % и 5–13 % связано с недопуском колонн.

Восстановление герметичности заколонного пространства требует значительных затрат.

Так, например, затраты на ликвидацию межпластовых перетоков составляют в среднем 15 % от стоимости скважины при продолжительности ремонтных работ, превышающих время строительства самой скважины. Все указанные выше причины некачественного крепления скважин резко снижают их долговечность.

Производственный опыт показывает, что при долговечности скважин $T_c = 10$ лет теряется до 75 % доступных к извлечению запасов, от 10 до 20 лет – 25–50 %, и при $T_c \geq 30$ лет всего лишь 10–15 %. В связи с этим качество крепления скважин имеет актуальное значение.

1.6. Факторы, влияющие на качество крепления скважин

Природная группа факторов: термобарические условия в скважине, тектонические нарушения, ФЭС коллектора и степень его неоднородности, положение продуктивных пластов по отношению к подошвенным и пластовым водам.

Влияние природных факторов оценено в настоящее время не полно вследствие сложности моделирования процессов, отсутствия аппаратуры и соответствующих методик.

Технико-технологические факторы:

– состояние ствола скважины (интервалы проявлений и поглощений, кавернозность, кривизна и перегибы ствола, толщина фильтрационной корки);

– конструкция обсадной колонны и состав технологической оснастки (величина зазора, длина и диаметр колонн, расстановка технологической оснастки);

– тампонажные материалы (состав, физико-механические свойства, коррозионная устойчивость тампонажного раствора (камня));

– технологические параметры цементирования (объем и вид буферной жидкости, скорость восходящего потока, соотношения между реологическими показателями и плотностью вытесняемой и вытесняющей жидкостей, расхаживание и вращение колонн);

- уровень технической оснащенности процесса цементирования.
- Организационные факторы:
- уровень квалификации членов тампонажной бригады;
 - степень соответствия процесса цементирования технологическому регламенту;
 - степень надежности цементировочной схемы.

Действие температур

Рост температуры с 20 до 75 °С обеспечивает увеличение прочности цементного камня в течении всего периода твердения. Увеличение температуры до 110 °С приводит к снижению прочности с одновременным увеличением проницаемости цементного камня. Другой причиной увеличения проницаемости цементного камня является усадка в процессе твердения, вследствие содержания в портландцементе до 60 % оксида кальция и последующего его выщелачивания гидроксида кальция при его взаимодействии с кальцийсодержащими пластовыми флюидами.

На месторождении с АВПД наиболее опасны заколонные нефтегазопроявления. Для их предупреждения необходимо:

- закачивание в скважину разнотемпературных пачек цементного раствора, отличающихся по времени схватывания на 2 ч, обеспечивающее быстрое твердение нижней части столба цементного раствора и исключаящее прорыв газа;
- создание в затрубном пространстве избыточного давления сразу после окончания цементирования;
- увеличение плотности бурового раствора до возможно максимальной величины;
- использование многоступенчатого цементирования;
- увеличение плотности жидкости затворения;
- использование седиментационно устойчивых тампонажных материалов с ускоренным сроком схватывания;
- создание плотной баритовой пробки, размещаемой между верхней и нижней порциями тампонажного раствора. Осаждение барита в период ОЗЦ приводит к образованию непроницаемой перегородки.

Расположение продуктивного пласта

Расстояние между продуктивным и напорными горизонтами менее 10 м приводит к преждевременному обводнению скважин, число таких скважин достигает 30 %.

Цементное кольцо выдерживает перепад давления до 10 МПа при толщине разобщающей перемычки более 5 м, при толщине такой

перемычки, меньше указанной величины, необходима установка заколонных пакеров.

Процесс цементирования с использованием пакеров предусматривает расширения уплотнительного рукава пакера с герметизацией затрубного пространства перед открытием циркуляционных отверстий, через которую цементируют колонну выше пакера.

Практика применения заколонных пакеров показала, что их применение эффективно, если расстояние перфорации до водоносного пласта более 3 м, а диаметр каверн не превышает 0,25 м.

При толщине разобщающей перемычки менее 3 м возникают сложности с установкой пакера, т. к. существующие методы контроля не обеспечивают точную установку пакера, обусловленные тем, что довольно трудно подсчитать удлинение колонны под действием растягивающих нагрузок и температуры, а также разного характера деформации при удлинении каротажного кабеля и бурильных труб. В среднем удлинение эксплуатационной колонны диаметром 146 мм достигает 1 м на каждые 1000 метров.

Наибольшую сложность при качественном креплении скважин представляют тонко переслаивающие пласты с внутрипластовыми водами. В этом плане заслуживает внимания метод, основанный на разном пьезопроводности водных и нефтяных пластов, отличающихся друг от друга в 50 раз.

Для реализации этого метода в скважине после закачки расчетного количества тампонажного раствора плавно повышают давление над пластом путем частичного перекрытия заколонного пространства. Затем резко сбрасывают давление и оставляют на 0,3 ч. Через 1 минуту после сброса давления радиус гидродинамического возмущения в нефтяном пласте составил 2,8 м, тогда как в водоносном – 21,5 м, что обусловило поступление цементного раствора в водоносные пропластки.

Технико-технологические факторы

Фильтрационная корка.

Одна из основных причин неудовлетворительного цементирования – наличие толстой фильтрационной корки на стенках скважины и обсадных труб.

Тампонажный раствор в турбулентном режиме способен вытеснить до 95 % бурового раствора, но не способен удалить глинистую корку. При механической очистке с помощью скребков иногда случаются поглощения или прихваты колонн, поэтому заслуживают внимания рекомендации не очищать корку, а упрочнять ее путем хи-

мической обработки или применения тампонажных растворов на полимерной основе, фильтрат которых способен отверждаться, упрочняя при этом корку. Однако такая технология не приемлема в ПЗП. Доказано, что даже при скорости 3 м/с глинистая корка не удаляется.

Кривизна и перегибы ствола

Качественное крепление наклонно-направленных скважин осложняется тем, что ствол всегда осложнен перегибами, желобными выработками, кавернами, осадками твердой фазы на нижней стенке ствола.

Указанные причины не позволяют качественно вытеснять буровой раствор, и даже применение центраторов не гарантирует соприкосновение обсадной колонны со стенками скважин с оставлением протяженных «защемленных» зон бурового раствора. 80 % микрозатворов размером 0,07–0,14 мм связано с отфильтровыванием части жидкости затворения в проницаемые породы и усадкой цементного камня, существенное влияние оказывает изменение давления за колонной в процессе ОЗЦ, связанное с опережающим схватыванием цементного раствора против хорошо проницаемых пластов. Отрицательное влияние оказывает подогрев продавочной жидкости воды затворения тампонажного раствора. Для возникновения осложнений рекомендуется использовать незамерзающие продавочные жидкости и минерализованные тампонажные растворы с пониженным водоцементным отношением.

Общими мероприятиями по улучшению состояния контакта являются:

- снижение давления до атмосферного сразу после продавливания раствора;
- ограничение мощности залпа перфоратора до 10 отверстий на 1 м, при большей мощности нарушается контакт на длине 10 м и более, при этом давление в скважине при взрыве 10 зарядов ПСК 80 составляет 83,3 МПа, а при взрыве 58 зарядов ПСК – 105–278 МПа;
- использование расширяющихся тампонажных материалов;
- опрессовка колонн сразу после окончания цементирования;
- установка пакеров;
- использование для разбуривания цементного камня лопастными долотами;
- вращение и расхаживание колонны.

Ликвидация таких зон возможна воздействием на них высоконапорных струй жидкости или использование эксцентриковых устройств.

В большинстве случаев эти технологические операции не проводятся вследствие отсутствия соответствующего оборудования, а также недостаточной прочности колонн. Для обеспечения безаварийного расхаживания прочность колонны должна рассчитываться с коэффициентом запаса прочности на растяжении, равным 1,6 (без учета плавучести). Эффект вращения существенен при частоте вращения до 35 об/мин. При скорости подъема 0,2–0,3 м/с и плавного спуска без рывков при скорости 0,4–0,5 м/с перед остановкой опасения разрыва обсадной колонны необоснованны. Эффективность цементирования при расхаживании и вращении колонны увеличивается на 15–20 %, успешность – на 90 %. Не рекомендуется вращение и расхаживание колонны при осложнениях ствола, вызванных сужениями, резкими перегибами, большими азимутальными углами искривления, использовании утяжеленного бурового раствора.

Характеристика контакта цементного камня с колонной

Нарушение герметичности контакта – главная причина межпластовых перетоков. Причинами нарушения являются:

- избыточное давление в колонне в период ОЗЦ;
- состояние наружной поверхности обсадной колонны;
- вторичное вскрытие пласта взрывными перфораторами.

Качество формируемого цементного камня

Важным условием надежного разобщения пластов является предупреждение фильтрации пластового флюида через поровое пространство твердеющего раствора. Для этих целей предложены:

- цементно-смолистая композиция (ЦСК) с добавкой смолы ТЭГ-1, обеспечивающих качество цементирования с близкорасположенными водоносными объектами;
- цементно-латексный раствор стабилизированного ПАВ, обладающего повышенным (более чем в 3 раза) сопротивлением к гидравлическому разрыву, пригодным для крепления проницаемых горных пластов и пластов с внутрипластовыми водяными пропластками.

Буферные жидкости

Для повышения степени заполнения заколонного пространства тампонажным раствором важен правильный выбор типа и объема буферной жидкости.

Объем буферной жидкости зависит от времени контакта для эффективной очистки затрубного пространства и определяется как произведение:

$$V_{б.ж} = S_{з.п} \cdot V_{в.п} \cdot t, \quad (1)$$

где $S_{з.п}$ – площадь затрубного пространства, м^2 ;

$V_{в.п}$ – скорость восходящего потока, м/с ($V_{в.п} \geq 1 \text{ м/с}$);

t – время контакта, с ($t = 420\text{--}480 \text{ с}$).

Анализ показывает, что время контакта играет существенную роль в эффективности цементирования. При времени контакта менее 7 мин в 50 % случаев качество цементирования было неудовлетворительным и требовалось повторное цементирование.

Полноту вытеснения бурового раствора можно существенно увеличить, если в качестве буферной жидкости использовать нефть или дизельное топливо, для улучшения адгезионных свойств поверхностей сцепления необходимо после прокачивания небольшой ($1\text{--}2 \text{ м}^2$) объем соленой воды. Добавление в буферную жидкость кварцевого песка с фракциями $0,2\text{--}0,8 \text{ мм}$ в количестве $5\text{--}20 \%$ (по массе) приводит к турбулизации потока даже при низких скоростях движения.

В условиях сероводородной и углекислой агрессии, а также нефтегазопроявлениях после промывки скважин ИБР хорошо зарекомендовала себя органоминеральная буферная жидкость (ОМБЖ). Состав на 1 м^3 : $0,01 \text{ т}$ КМЦ; $0,01 \text{ т}$ сульфанола 50% концентрации; $0,35 \text{ т}$ флотореагента Т-66; $0,15 \text{ т}$ бентонита; $1,3 \text{ т}$ барита и $0,35 \text{ м}^3$ воды. Плотность такой жидкости составляет $2,18 \text{ г/м}^3$, условная вязкость $100\text{--}120 \text{ с}$.

Для исключения кольтматации продуктивных зон рекомендуется буферная жидкость с вязкоупругими свойствами следующего состава и объема: 4 м^3 1%-ного раствора ПАА, $0,5 \text{ м}^3$ флотореагента Т-66 и $0,1 \text{ м}^3$ 10%-ного раствора сернокислого глинозема. Применение данной жидкости, по данным акустической цементометрии (АКЦ), показало хороший контакт: цементный камень-колонна и улучшение фильтрационных свойств пласта.

Эффективность очистки затрубного пространства возрастает при использовании комбинированных жидкостей, закачиваемых последовательно, например, разделителя-жидкости с высокой физико-химической активностью.

Технологические параметры цементирования

Определяющим фактором полноты замещения жидкостей в за-трубном пространстве является скорость восходящего потока и режим его течения. Последний оценивается обобщающим параметром Рейнольдса Re^* .

Высокая степень вытеснения может быть достигнута и при низких скоростях течения при условии определенного соотношения реологических параметров контактирующих жидкостей. Турбулентный режим потока возможен при:

$$V_{кр} > 0,25 \sqrt{\frac{10\tau_0}{\rho}}, \quad (2)$$

где τ_0 – динамическое напряжение сдвига, Па;
 ρ – плотность раствора, г/см³.

При меньшем значении скорости потока существует структурный режим.

Существенное значение на степень вытеснения играет эксцентричность колонн, в наклонной под углом 30° скважине даже при скорости восходящего потока 3 м/с полнота вытеснения не превышает 70 %, а при скорости 0,4–0,7 м/с площадь цементного кольца составляет всего 40 %.

Лучшее вытеснение бурового раствора происходит при меньшей разнице плотностей растворов, но при большей скорости закачивания тампонажного раствора.

Технологическая оснастка

Качество работ значительно повышается при совместном использовании центраторов и скребков, по некоторым данным в этом случае число ремонтных работ снижается с 60 % до 16 %.

Анализ центрирующей способности центраторов для принятых на практике соотношений диаметров скважин и обсадных колонн показал, что если вследствие деформации центраторов диаметр скважины уменьшается до диаметра долота, то эффективность их применения будет незначительна и образование застойных зон предупреждается при коэффициенте кавернозности не превышающим 1,1–1,3. Поэтому, для увеличения степени замещения цементный раствор необходимо прокачивать при высоких скоростях его течения, обеспечивая турбулентный режим.

Для упрощения технологической оснастки обсадных колонн и повышения их жесткости предложена конструкция центратора-турбулизатора, представляющий собой центратор, у которого планки относительно их средней части развернуты во взаимно противоположные стороны, что обеспечивает турбулизацию потока.

На практике число элементов технологической оснастки не превышает 50, хотя для качественного цементирования их число должно быть в 2 раза больше.

1.7. Технология цементирования

Технология цементирования складывалась на основе многолетнего практического опыта и совершенствовалась с использованием достижений науки и техники. На современном уровне она включает систему отработанных норм и правил выполнения цементировочных работ, а также типовые схемы организации процесса цементирования. В каждом конкретном случае технологию цементирования уточняют в зависимости от конструкции и состояния ствола скважины, протяженности цементируемого интервала, горно-геологических условий, уровня оснащенности техническими средствами и опыта проведения цементировочных работ в данном районе.

Применяемая технология должна обеспечить: цементирование предусмотренного интервала по всей его протяженности; полное замещение промывочной жидкости тампонажным раствором в пределах цементируемого интервала; предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости; получение цементного камня с необходимыми механическими свойствами, с высокой стойкостью и низкой проницаемостью; обеспечение хорошего сцепления цементного камня с обсадной колонной и стенками скважины.

При разработке технологии цементирования для конкретных условий прежде всего подбирают способ. Он должен обеспечить подъем тампонажного раствора на заданную высоту, заполнение им всего предусмотренного интервала (а если есть необходимость, то и защиту некоторого интервала от проникновения тампонажного раствора), предохранение тампонажного раствора от попадания в него промывочной жидкости при движении по обсадной колонне.

Исследованиями установлено, что наиболее полное замещение промывочной жидкости происходит при турбулентном режиме (98 %), худшие показатели (42 %) дает структурный режим. Для наиболее полного замещения промывочной жидкости рекомендуется ряд мероприятий:

- тщательное регулирование реологических свойств промывочной жидкости, заполняющей скважину перед цементированием, с целью снижения вязкости и статического напряжения сдвига до минимально допустимых значений;
- нагнетание тампонажного раствора в затрубное пространство со скоростями течения, обеспечивающими турбулентный режим;
- применение соответствующих буферных жидкостей на разделе промывочной жидкости и тампонажного раствора;
- расхаживание или вращение обсадной колонны при подаче тампонажного раствора в затрубное пространство;
- применение полного комплекса технологической оснастки обсадной колонны.

При разработке технологии подбирают тампонажный материал, рецептуру и свойства тампонажного раствора, определяют режим закачки и продавки тампонажного раствора, суммарную продолжительность цементировочных работ и промежутков времени, необходимый для формирования в затрубном пространстве цементного камня с достаточной прочностью, позволяющей возобновить работы в скважине.

Объем тампонажного раствора определяется по формуле:

$$V = \frac{\pi(D^2 - d^2)}{4} L \cdot K, \quad (3)$$

где D – диаметр скважины по долоту, м;

d – наружный диаметр обсадной колонны, м;

L – интервал цементирования, м;

K – коэффициент кавернозности, определяется при геофизических исследованиях ствола каверномером, о. е.

Цементирование обсадной колонны можно представить как цепочку ряда процессов и операций, таких, как: подготовка ствола скважины к цементированию; цементирование затрубного пространства (приготовление и закачка тампонажного раствора в скважину, продавливание цементного раствора в затрубное пространство); ожидание затвердения цемента (ОЗЦ): при цементировании кондуктора ОЗЦ обычно длится 5–8 ч, при цементировании промежуточных колонн 12–24 ч; проведение контрольных замеров для определения качества цементирования, испытание обсадной колонны на герметичность, разбуривание цементного стакана в колонне, проверка герметичности изоляции затрубного пространства.

Рассмотрим наиболее распространенные способы цементирования.

Одноцикловое цементирование с двумя пробками

Способ одноциклового цементирования с двумя пробками (рис. 1) был предложен в 1905 г. бакинским инженером А. А. Богушевским.

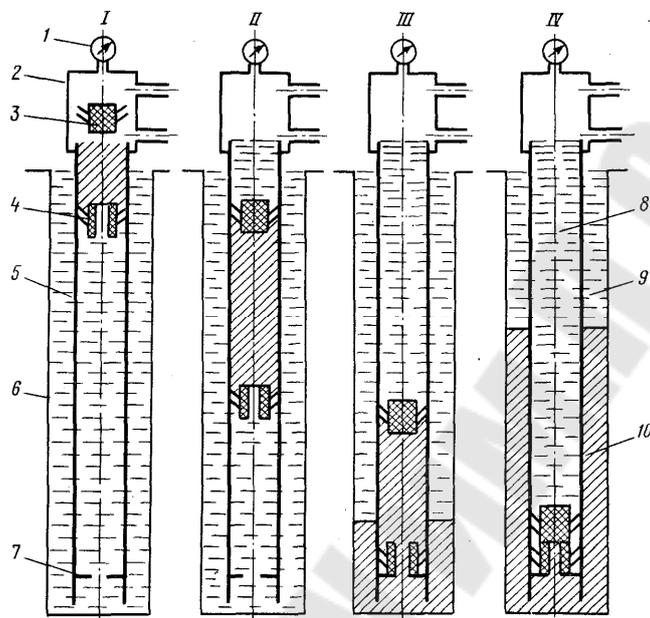


Рис. 1. Схема этапов выполнения одноциклового цементирования обсадной колонны

Этап I – начало подачи цементного раствора в скважину; этап II – подача закачанной порции цементного раствора по обсадной колонне; этап III – начало продавки в затрубное пространство; этап IV – окончание продавки; 1 – манометр; 2 – цементировочная головка; 3 – верхняя пробка; 4 – нижняя пробка; 5 – цементируемая обсадная колонна; 6 – стенки скважины; 7 – стоп-кольцо; 8 – продавочная жидкость; 9 – буровой раствор; 10 – цементный раствор.

По этому способу после завершения подготовительных работ в колонну вводят нижнюю пробку с проходным каналом, временно перекрытым диафрагмой.

На верхний конец колонны навинчивают цементировочную головку и приступают к закачке тампонажного раствора, который тут же приготавливают в смесительной установке. Когда весь расчетный объем цементного раствора закачан в скважину, освобождают верхнюю пробку, которая до этого удерживалась в цементировочной головке шпильками. Начиная с этого момента в обсадную колонну подают продавочную жидкость, под давлением которой верхняя пробка

гонит вниз столб цементного раствора. Вследствие своей более высокой плотности цементный раствор под собственным весом вытесняет промывочную жидкость, что отмечается по падению давления на цементирующей головке.

Как только нижняя пробка достигнет упорного кольца, давление над ней повысится и под его воздействием диафрагма, перекрывающая канал в нижней пробке, разрушится; при этом наблюдается повышение давления на 4–5 МПа. После разрушения диафрагмы раствору открывается путь в затрубное пространство.

Объем продажной жидкости, закачанной в скважину, непрерывно контролируют. Когда до окончания продавки остается 1–2 м³ продажной жидкости, интенсивность подачи резко снижают. Закачку прекращают, как только обе пробки (верхняя и нижняя) войдут в контакт; этот момент отмечается по резкому повышению давления на цементирующей головке. В обсадной колонне под упорным кольцом остается некоторое количество раствора, образующего стакан высотой 15–20 м. Если колонна оснащена обратным клапаном, можно приоткрыть краны на цементирующей головке и снизить давление.

Двухступенчатое (двухцикловое) цементирование

Двухступенчатым цементированием называется раздельное последовательное цементирование двух интервалов в стволе скважины (нижнего и верхнего) (рис. 2).

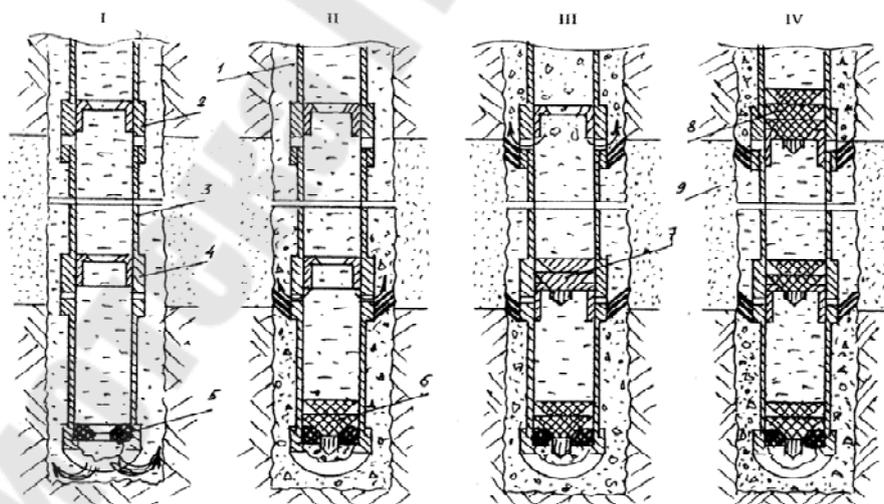


Рис. 2. Схема компоновки низа эксплуатационной колонны и технология двухступенчатого цементирования скважины: 1 – эксплуатационная колонна; 2 – верхнее пакерующее устройство; 3 – фильтр; 4 – нижнее пакерующее устройство; 5 – резиновое «стоп»-кольцо; 6, 7, 8 – нижняя, промежуточная и верхняя продажные пробки; 9 – продуктивный пласт

Этот способ по сравнению с предыдущим имеет ряд преимуществ. В частности он позволяет:

– снизить гидростатическое давление на пласт при высоких уровнях подъема цемента, существенно увеличить высоту подъема цементного раствора в затрубном пространстве без значительного роста давления нагнетания;

– уменьшить загрязнение цементного раствора от смешения его с промывочной жидкостью в затрубном пространстве; избежать воздействия высоких температур на свойства цементного раствора, используемого в верхнем интервале, что, в свою очередь, позволяет более правильно подбирать цементный раствор по условиям цементируемого интервала.

Для осуществления двухступенчатого цементирование в обсадной колонне на уровне, соответствующем низу верхнего интервала, устанавливают специальную заливочную муфту.

Подготовку скважины к цементированию ведут тем же путем, что был описан выше. После промывки скважины и установки на колонну цементировочной головки приступают к закачке первой порции цементного раствора, соответствующей цементируемому объему первой ступени. Закачав нужный объем цементного раствора в колонну вводят верхнюю пробку первой ступени, которая беспрепятственно проходит через заливочную муфту (рис. 3, а). Продавочной жидкостью вытесняют раствор в затрубное пространство.

После того как закачали объем продавочной жидкости, равный внутреннему объему обсадной колонны в интервале между заливочной муфтой и упорным кольцом, освобождают находящуюся в цементировочной головке нижнюю пробку второй ступени. Достигнув заливочной муфты, пробка садится во втулку и под давлением смещает ее вниз, открывая сквозные отверстия в муфте (рис. 3, б). Сигналом открытия отверстий является резкое падение давления нагнетания.

Существуют две разновидности способа двухступенчатого цементирование. По одной из них тампонажный раствор для цементирование второй ступени закачивают тотчас за нижней пробкой второй ступени – это так называемый способ непрерывного цементирование. В другом случае после открытия отверстий в заливочной муфте возобновляют циркуляцию бурового раствора, а тампонажный раствор второй ступени подают в скважину спустя некоторое время, например, требуемое для схватывания раствора первой порции, – такое цементирование называется двухступенчатым с разрывом.

Этот способ позволяет повысить качество цементирования нижнего интервала за счет регулирования гидродинамического давления в затрубном пространстве.

Третью пробку (верхняя пробка второй ступени) вводят в колонну после подачи всего расчетного объема раствора для цементирования второй ступени. За третьей пробкой в скважину нагнетают продавочную жидкость. Эта пробка задерживается в заливочной муфте и под давлением смещает вниз втулку, которая перекрывает отверстия. Резкое повышение давления сигнализирует о завершении цементирования. После этого скважину оставляют в покое для формирования цементного камня.

Манжетный способ цементирования

Манжетный способ цементирования применяют в тех случаях, когда необходимо предупредить загрязнение цементным раствором продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением или избежать попадания цементного раствора в зону расположения фильтра. Против нижней отметки интервала цементирования в обсадной колонне устанавливают муфту с проходными отверстиями для пропуска раствора в затрубное пространство и металлической или брезентовой манжетой снаружи.

При закачке цементного раствора манжета раскрывается и перекрывает затрубное пространство таким образом, что раствор может проходить только в одном направлении – вверх. Внутри колонны ниже муфты помещают клапан, который перекрывает доступ в нижнюю часть колонны.

Цементирование потайных колонн и секций

Спуск обсадной колонны секциями, а также потайной колонны осуществляют на колонне бурильных труб, с которой они соединены переводником с левой резьбой. Для цементирования секций и потайных колонн используют способ одноциклового цементирования с одной разделительной пробкой. Она состоит из двух частей: проходной пробки, имеющей наружный диаметр, соответствующий внутреннему диаметру цементируемых труб (она закрепляется шпильками на разъединителе нижнего конца бурильной колонны), и упругой пробки малого диаметра, которая свободно может проходить по колонне бурильных труб.

Упругую пробку вводят в бурильную колонну вслед за тампонажным раствором, под давлением продавочной жидкости она опускается до проходной пробки и задерживается в ней. Под воздействием возрас-

тающего давления шпильки, удерживающие проходную пробку на бурильной колонне, срезаются, и обе пробки как одно целое перемещаются вниз до упорного кольца. Сигналом полного продавливания раствора в затрубное пространство служит повышение давления нагнетания. Для промывки колонны бурильных труб от оставшегося в них цементного раствора в нижнем переводнике с помощью шара, сбрасываемого в колонну, открывают проточные отверстия. Поток промывочной жидкости остатки цементного раствора вымываются из колонны.

Способ обратного цементирования

Под обратным цементированием понимается такой способ, когда цементный раствор с поверхности закачивают прямо в затрубное пространство, а находящийся там буровой раствор через башмак, поступает в обсадную колонну и по ней выходит на поверхность.

Способ обратного цементирования уже давно привлекает внимание специалистов, однако широкого промышленного применения пока не получил в силу ряда технических трудностей, и в первую очередь, из-за сложности контроля момента достижения цементным раствором низа обсадной колонны и надежного обеспечения высокого качества цементирования в этой наиболее ответственной части.

Установка цементных мостов

В отдельных случаях возникает необходимость в обсаженном или открытом стволе скважины надежно изолировать от остальной его части отдельный интервал (например, при проведении испытаний пластов в обсаженной скважине последовательно от нижнего к верхнему, при переходе на эксплуатацию вышележащего продуктивного горизонта и т. п.). Самый распространенный на практике способ изоляции нижнего интервала скважины – создание в стволе цементного моста. Его устанавливают также при необходимости создания искусственного забоя (например, при искривлении ствола скважины и т. п.).

Цементный мост представляет собой цементный стакан в стволе высотой в несколько десятков метров, достаточной для создания надежной и непроницаемой изоляции.

1.8. Особенности крепления горизонтальных скважин

В настоящее время в отечественной практике горизонтальный участок ствола скважины или ствол с большим углом отклонения от вертикали, как правило, оставляли незацементированным. В лучшем случае его обсаживают колонной или хвостовиком с щелевидными

фильтрами в интервале продуктивного пласта. Однако этот способ заканчивания скважин имеет ряд существенных недостатков.

Прорыв газа или воды на любом участке горизонтального ствола скважины в интервале продуктивного пласта может привести к потере скважины в целом. Возникают труднопреодолимые проблемы при необходимости стимулирования скважины путем кислотной обработки или гидроразрыва продуктивного пласта. Невозможным становится точное регулирование добычи или нагнетания жидкости в интервалах пласта, имеющих различную проницаемость. Хотя цементирование и перфорация более дороги и могут загрязнить пласт и ограничить темп добычи (или нагнетания) в некоторых породах, преимущества его в борьбе с указанными выше проблемами перевешивают эти недостатки.

В первые десять лет практики цементирования горизонтальных и наклонно направленных скважин применялась обычная стандартная технологическая оснастка обсадных колонн. Однако оказалось, что она не обеспечивает нормальной работы в условиях, когда сама оснастка находится в наклонном положении, либо когда ствол скважины в наклонном или горизонтальном положении отличается от вертикального ствола наличием желобных выработок либо зашламленностью нижней его части.

Оказалось, что обратные клапаны с неподпружиненным шаровым затвором перестали надежно закрываться, а в случае, когда шаровой затвор пружинен, шары размываются при промежуточных промывках и не перекрывают затвор.

Поэтому в зарубежной практике пошли путем усложнения конструкции клапанов.

У нас обратные дроссельные клапаны остались с шаровыми затворами, но дроссели, расположенные ниже шаровых затворов, были усовершенствованы и обеспечивали заполнение спускаемой обсадной колонны жидкостью из скважины на 95 % ее длины, не допуская при этом сифона – перелива жидкости из колонны на устье скважины.

Испытания в промысловых условиях показали, что в сравнении с клапанами типа ЦКОДМ этот клапан надежно работает в наклонном и горизонтальном положениях.

При этом шар не имеет заметного износа при циркуляции через клапан абразивного бурового раствора в течение 30 ч при расходе до 60 л/с.

Идеальным центратором является жесткий спиральный центратор, наружный диаметр которого меньше диаметра ребер стабилизатора, применявшегося при бурении скважин.

При цементировании обычных вертикальных или наклонных скважин рекомендовано применение нижних разделительных пробок для предупреждения образования смеси тампонажного раствора с буферной жидкостью при движении их внутри колонны. При этом устраняется также опасность загрязнения наиболее ответственной последней порции тампонажного раствора буровым, прилипшим к внутренней поверхности обсадной колонны в виде пленки, снимаемой со стенки манжетами продавочной пробки. По этой причине предусматривают оставлять в колонне цементный стакан до 20 м между башмаком колонны и кольцом «стоп». При цементировании горизонтальных скважин комплектное применение продавочных и нижних пробок становится обязательным, т. к. наличие цементного стакана внутри колонны в пределах продуктивного пласта вообще недопустимо по экономическим соображениям.

1.9. Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин

Тампонажные материалы – это такие материалы, которые при затворении водой образуют суспензии, способные затем превратиться в твердый непроницаемый камень.

В зависимости от вида вяжущего материала тампонажные материалы делятся на: 1) тампонажный цемент на основе портландцемента; 2) тампонажный цемент на основе доменных шлаков; 3) тампонажный цемент на основе известково-песчаных смесей; 4) прочие тампонажные цементы (белиловые и др.).

При цементировании скважин применяют только два первых вида – тампонажные цементы на основе портландцемента и доменных шлаков.

К цементным растворам предъявляют следующие основные требования:

- подвижность раствора должна быть такой, чтобы его можно было закачивать в скважину насосами, и она должна сохраняться от момента приготовления раствора (затворения) до окончания процесса продавливания;
- структурообразование раствора, т. е. загустевание и схватывание после продавливания его за обсадную колонну, должно проходить быстро;

– цементный раствор на стадиях загустевания и схватывания, и сформировавшийся камень, должны быть непроницаемы для воды, нефти и газа;

– цементный камень, образующийся из цементного раствора, должен быть коррозионно– и температуроустойчивым, а его контакты с колонной и стенками скважины не должны нарушаться под действием нагрузок и перепадов давления, возникающих в обсадной колонне при различных технологических операциях.

В зависимости от добавок тампонажные цементы и их растворы подразделяют на песчаные, волокнистые, гельцементные, пуццолановые, сульфатостойкие, расширяющиеся, облегченные с низким показателем фильтрации, водоэмульсионные, нефте-цементные и др.

В настоящее время номенклатура тампонажных цементов на основе портландцемента и шлака содержит:

1) тампонажные портландцементы для «холодных» и «горячих» скважин («холодный» цемент – для скважин с температурой до 500 °С, «горячий» – для температур до 1000 °С, плотность раствора 1,88 г/см³);

2) облегченные цементы для получения растворов плотностью 1,4–1,6 г/см³ на базе тампонажных портландцементов, а также на основе шлакопесчаной смеси (до температур 90–1400 °С), в качестве облегчающих добавок используют глино-порошки или молотые пемзу, трепел, опоку и др.;

3) утяжеленные цементы для получения растворов плотностью не менее 2,15 г/см³ на базе тампонажных портландцементов для температур, соответствующих «холодным» и «горячим» цементам, а также шлакопесчаной смеси для температур 90–1400 °С (в качестве утяжеляющих добавок используют магнетит, барит и др.);

4) термостойкие шлакопесчаные цементы для скважин с температурой 90–140 и 140–1800 °С;

5) низкогигроскопические тампонажные цементы, предназначенные для длительного хранения.

Регулируют свойства цементных растворов изменением водоцементного отношения (В:Ц), а также добавлением различных химических реагентов, ускоряющих или замедляющих сроки схватывания и твердения, снижающих вязкость и показатель фильтрации.

В практике бурения в большинстве случаев применяют цементный раствор с В:Ц = 0,4–0,5. Нижний предел В:Ц ограничивается те-

кучеством цементного раствора, верхний предел – снижением прочности цементного камня и удлинением срока схватывания.

К ускорителям относятся хлористые кальций, калий и натрий; жидкое стекло (силикаты натрия и калия); кальцинированная сода; хлористый алюминий. Эти реагенты обеспечивают схватывание цементного раствора при отрицательных температурах и ускоряют схватывание при низких температурах (до 40 °С).

Замедляют схватывание цементного раствора также химические реагенты – гидролизованный полиакрилонитрил, карбоксиметилцеллюлоза, полиакриламид, сульфит-спиртовая барда, конденсированная сульфит-спиртовая барда, нитролигнин. Перечисленные реагенты оказывают комбинированное действие. Все они понижают фильтрацию и одновременно могут увеличивать или уменьшать подвижность цементного раствора.

Для приготовления цементного раствора химические реагенты растворяют предварительно в жидкости затворения (вода). Утяжеляющие, облегчающие и повышающие температуростойкость добавки смешивают с вяжущим веществом в процессе производства (специальные цементы) или перед применением в условиях бурового предприятия (сухие цементные смеси).

1.10. Оборудование для цементирования скважин

К оборудованию, необходимому для цементирования скважин, относятся: цементировочные агрегаты, цементно-смесительные машины, цементировочная головка, заливочные пробки и другое мелкое оборудование (краны высокого давления, устройства для распределения раствора, гибкие металлические шланги и т. п.).

Цементировочные агрегаты. При помощи цементировочного агрегата производят затворение цемента (если не используется цементно-смесительная машина), закачивают цементный раствор в скважину, продавливают цементный раствор в затрубное пространство. Кроме того, цементировочные агрегаты используются и для других работ (установка цементных мостов, нефтяных ванн, испытание колонн на герметичность и др.).

С учетом характера работ цементировочные агрегаты изготавливают передвижными с монтажом всего необходимого оборудования на грузовой автомашине. На открытой платформе автомашины смонтированы: поршневой насос высокого давления для прокачки цементного раствора; замерные баки, при помощи которых определяют ко-

личество жидкости, закачиваемой в колонну для продавки цементного раствора; двигатель для привода насоса.

Для цементирования обсадных колонн в основном применяют цементировочные агрегаты следующих типов: ЦА-320М, ЗЦА-400, ЗЦА-400А и др. (ЦА – цементировочный агрегат, цифры 320 и 400 соответственно 32 и 40 МПа – максимальное давление, развиваемое насосами этих цементировочных агрегатов).

Для централизованной обвязки цементировочных агрегатов с устьем скважины применяют блок манифольдов. Он состоит из коллектора высокого давления для соединения ЦА с устьем скважины и коллектора низкого давления для распределения воды и продавочной жидкости, подаваемой к ЦА. Блок манифольдов, как правило, оборудован грузоподъемным устройством.

Цементно-смесительные машины. Цементирование осуществляется при помощи цементно-смесительных машин. Применяются различные типы цементно-смесительных машин: СМ-10, 2СМН-20, СПМ-20 др. В данном случае цифры 10, 20 и т. п. обозначают количество цемента (т), которое возможно поместить в бункер смесительной машины.

Цементировочные головки предназначены для промывки скважины и проведения цементирования. Спущенная обсадная колонна оборудуется специальной цементировочной головкой, к которой присоединяются нагнетательные трубопроводы (манифольды) от цементировочных агрегатов.

В настоящее время применяются цементировочные головки ЦГЗ, ГЦК, ГЦ5-150, СНПУ, 2ГУЦ-400 и др. Так как в конструктивном отношении все перечисленные головки имеют сходство, то рассмотрим в качестве примера одну из них. Головка устьевая цементировочная 2ГУЦ-400, предназначенная для обвязки устья при цементировании скважин и рассчитанная на максимальное давление 40 МПа.

При двухступенчатом цементировании используются специальные цементировочные пробки.

1.11. Заключительные работы и проверка результатов цементирования

Продолжительность твердения цементных растворов для кондукторов – 16 ч, а для промежуточных и эксплуатационных колонн – 24 ч.

Продолжительность твердения различных цементирующих смесей (бентонитовых, шлаковых и др.) устанавливается в зависимости от данных предварительного их испытания с учетом температуры в стволе скважины.

При креплении высокотемпературных скважин для предупреждения возникновения значительных дополнительных усилий в период ОЗЦ рекомендуется оставлять колонну подвешенной на талевой системе. В случае увеличения веса на 2–3 деления по индикатору необходимо разгружать ее до веса, зафиксированного после ее спуска. За показаниями индикатора веса следует наблюдать на протяжении 10–12 ч после окончания цементирования.

По истечении срока схватывания и твердения цементного раствора в скважину спускают электротермометр для определения фактической высоты подъема цементного раствора в затрубном пространстве. Верхнюю границу цемента определяют по резкому изменению температурной кривой.

При схватывании и твердении цементного раствора наибольшее количество тепла выделяется в течение 5–10 ч после его затвердения, поэтому для получения четкой отбивки высоты подъема цементного раствора необходимо, чтобы электротермометр был спущен в течение 24 ч после окончания цементирования скважины.

Применение метода гамма-гамма-каротажа (ГГК) основано на измерении разности плотностей цементного камня и глинистого раствора. Сущность метода ГГК заключается в измерении рассеянного гамма-излучения от источника, помещенного на некотором расстоянии от индикаторов.

В последние годы широко используется акустический метод контроля качества цементирования скважин. Он основан на том, что часть обсадной колонны, не закрепленная цементным камнем, при испытании акустическим зондом характеризуется колебаниями значительно больших амплитуд по сравнению с высококачественно зацементированной колонной.

После определения высоты подъема цементного раствора и качества цементирования скважины приступают к обвязке устья скважины.

Благодаря конструктивным особенностям обвязок можно:

а) подвешивать промежуточные и эксплуатационные колонны на клиньях; б) спрессовывать отдельные элементы обвязки в буровой; в) контролировать давление в межтрубных пространствах.

После обвязки устья скважины в обсадную колонну спускают желонку или пикообразное долото на бурильных трубах для установления местонахождения цементного раствора внутри обсадных труб. После уточнения местонахождения цементного раствора внутри об-

садной колонны в случае необходимости приступают к разбурированию заливочных пробок, остатков затвердевшего цементного раствора и деталей низа обсадной колонны.

Разбурирование должно вестись пикообразным неармированным долотом диаметром на 7 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, считая по самой толстостенной трубе. Обратный клапан может разбуриваться торцовым цилиндрическим фрезером, обеспечивающим сохранность колонны от повреждения.

Если предполагается разбурить только заливочные пробки, упорное кольцо «стоп» и цементный стакан до обратного клапана, то можно не оборудовать устье скважины противовыбросовой арматурой. Если же будет разбурен и обратный клапан, вскрыт фильтр или башмак зацементированной колонны, то устье необходимо оборудовать соответствующим образом.

Перед опрессовкой жидкость в колонне заменяют водой. При проверке герметичности давление опрессовки должно на 20 % превышать максимальное устьевое давление, которое может возникнуть при эксплуатации данной колонны.

Во всех случаях давление опрессовки должно быть не менее указанного ниже:

Диаметр колонны (мм)...426; 324; 245; 194; 168; 146; 127; 377; 273; 219; 141; 114

Давление на устье, МПа, не менее 5; 6; 7; 7; 5; 8; 10; 12

Колонна считается герметичной, если не наблюдается перелива воды или выделения газа, а также если за 30 мин испытания давление снижается не более чем на 0,5 МПа при опрессовке давлением более 7 МПа и не более чем на 0,3 МПа при опрессовке давлением менее 7 МПа. Отсчет времени начинают спустя 5 мин после создания давления.

В разведочных скважинах герметичность колонны проверяют снижением уровня жидкости, если плотность бурового раствора была менее 1400 кг/м^3 , или заменой более тяжелого бурового раствора на воду. Колонна считается выдержавшей испытание, если уровень жидкости в течение 8 ч поднимается не более чем на 1 м в 146- и 168-миллиметровых колоннах и на 0,5 м в 194- и 219-миллиметровых колоннах и больше (не считая первоначального повышения уровня за счет стока жидкости со стенок колонны).

Для испытания обсадных колонн опрессовкой обычно пользуются цементировочным агрегатом. Для испытания обсадных колонн на герметичность путем понижения уровня пользуются компрессором или желонкой, опускаемой в скважину на канате.

При испытании на герметичность может оказаться, что колонна негерметична. Одно из первоначальных мероприятий по устранению негерметичности – определение места утечки в колонне. Для этого проводят исследования резистивиметром, который служит для измерения удельного сопротивления жидкости. После замера электросопротивляемости однородной жидкости внутри колонны получают диаграмму равного сопротивления, выраженную прямой линией по оси ординат. Вызывая снижением уровня в колонне приток воды и вновь замеряя сопротивление, получают другую диаграмму, точки отклонения которой от первой диаграммы связаны с местом течи в колонне.

После установления места течи в колонне производят дополнительное цементирование по способу Н. К. Байбакова, опуская трубы, через которые будет прокачиваться цементный раствор, на 1–2 м ниже места течи.

2. ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Падение добычи нефти в стране, наблюдающееся в последние годы, во многом вызвано объективными причинами. Так, за последние 15 лет при росте ее запасов осуществлялся за счет открытия месторождений сложного строения с низкопроницаемыми коллекторами, т. е. за счет открытия месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Анализ структуры запасов показал, что уже в настоящее время на предприятиях в Западной Сибири на долю трудноизвлекаемых приходится до 70 % общих запасов.

Известно, что скважины с дебитом ниже какой-то постоянно изменяющейся величины нерентабельны. Их появление – сигнал для проведения работ по оценке эффективности разработки месторождения и поиска решений для увеличения дебита скважин и обеспечения максимально возможной нефтеотдачи пласта. Одной из причин появления малопродуктивных скважин может быть искусственное ухудшение проницаемости пород, в частности, в околоскважинной зоне при заканчивании скважин.

Даже при однородных коллекторских свойствах пласта можно получить скважины с различной продуктивностью. Качество работ при заканчивании скважин, наряду с выбором оптимальной схемы разработки, является важнейшим фактором, определяющим эффективность эксплуатации месторождений.

В настоящее время положение таково, что существующие технологии вскрытия продуктивных пластов в подавляющем большинстве случаев не обеспечивают сохранения естественной проницаемости пород в околоскважинной зоне. Так, в результате анализа кривых восстановления давления по месторождениям Западной Сибири определено снижение проницаемости призабойной зоны пласта в 5,7–13,8 раза, что соответственно снижает продуктивность эксплуатационных скважин.

Хорошо известно, что при работе скважины продуктивный пласт может в значительной мере восстановить свою проницаемость за счет очистки околоскважинной зоны, но это касается высокопроницаемых коллекторов. При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами такого явления не наблюдается. Дело в том, что при применении одной и той же технологии вскрытия коллекторов низкопроницаемым пластам наносится значительно больший ущерб, чем высокопроницаемым. Определяющим здесь является образование в пласте зон капиллярно-удерживаемой воды, разбухание пластовых глин и коагуляция поровых каналов твердой фазой бурового раствора.

Не менее интересен тот факт, что в работающей скважине основная часть энергии на продвижение жидкости к забою скважины тратится в непосредственной ее окрестности. Так, при притоке жидкости к скважине, находящейся в центре кругового пласта радиусом 400 м, половина энергии тратится в зоне пласта скважины радиусом всего 5 м. В такой ситуации при разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами даже при высоком качестве заканчивания скважин нет оснований ожидать больших дебитов. Поэтому необходимо искать пути снижения потерь энергии пласта при движении пластового флюида в околоскважинной зоне.

Итак, проблема получения высокой продуктивности скважин с низкопроницаемыми пластами весьма актуальна и требует срочного решения. Оно осложняется, однако, тем, что процесс заканчивания

скважины состоит из множества этапов, и некачественное выполнение любого из них может свести на нет все усилия. Поэтому для достижения максимальной продуктивности скважины необходимо качественное осуществление всех этапов работ. Только комплексное выполнение мероприятий по улучшению качества работ на всех этапах строительства обеспечит увеличение дебита скважин и нефтеотдачи пластов.

При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами для условий Западной Сибири продуктивность скважин определяется следующими этапами работ:

- 1) обеспечение высокого качества открытого ствола скважины перед вскрытием продуктивного пласта (если эксплуатационная колонна не спускается до кровли продуктивного пласта);
- 2) качественное вскрытие продуктивного пласта бурением;
- 3) спуск и цементирование эксплуатационной колонны с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта;
- 4) вторичное вскрытие с сохранением коллекторских свойств продуктивного пласта;
- 5) обеспечение проницаемости околоскважинной зоны выше естественной.

Каждый из этапов наиважнейший.

2.1. Обеспечение качества открытого ствола скважины

Известно, что для сохранения коллекторских свойств пород околоскважинной зоны в продуктивном пласте необходимо поддерживать гидродинамическое давление на забое скважины на уровне пластового или несколько превышающем его. Это способствует уменьшению проникновения в продуктивный пласт фильтрата используемой жидкости и твердой фазы.

Одним из факторов, определяющих величину гидродинамического давления на забое при вскрытии продуктивного пласта бурением, является качество открытого ствола скважины, т. е. отклонение его размеров от номинального. Дело в том, что сужение ствола (например, в зонах расположения проницаемых пропластков или в зонах расположения глинистых пород) вызывает дополнительные потери давления в кольцевом пространстве. Наличие же каверн способствует накоплению в них шлама и образованию пробок (сальников), что

также приводит к увеличению гидродинамического давления на забое и ухудшению процесса бурения.

Самое нежелательное явление это кавернообразование. Для условий Западной Сибири оно развивается до совершения 13–14 спуско-подъемных операций. Дальнейшее их продолжение не приводит к изменению кавернозности ствола скважины. Следовательно, одной из причин кавернообразования является колебание гидродинамического давления в скважине при спуско-подъемных операциях, связанных, главным образом, с заменой бурового долота или забойного двигателя.

Таким образом, для обеспечения высокого качества открытого ствола скважины перед вскрытием продуктивного пласта при достаточно высоких экономических показателях необходимо создание бурового долота и забойного двигателя, обеспечивающих проходку за рейс не менее 1000 м, а также разработка усовершенствованной конструкции струйно-механического долота шарошечного типа.

2.2. Вскрытие продуктивного пласта бурением

Одним из наиболее важных условий сохранения естественной проницаемости продуктивного пласта при его вскрытии является, как уже отмечалось, максимально возможное снижение репрессии на продуктивный пласт. При вскрытии продуктивного пласта наибольшая величина гидродинамического давления на забое скважины достигается при работе бурового долота. В этот момент давление на забой скважины складывается из давления столба бурового раствора, потерь давления в кольцевом пространстве за бурильной колонной и гидродинамического давления, вызываемого вибрацией колонны при работе долота.

Уменьшение давления столба бурового раствора достигается за счет снижения его плотности и реализации так называемого способа бурения «на равновесии» (или даже на депрессии).

При решении вопроса о снижении репрессии на продуктивный пласт особое внимание следует обратить на уменьшение вибрации бурильной колонны при работе долота. Дело в том, что в большинстве своем нефтяники пренебрегают этим явлением до тех пор, пока не начинают часто ломаться элементы низа бурильной колонны. Однако из зарубежной печати известно, что при работе бурового долота колебания гидродинамического давления на забое скважины достигают порядка 5 МПа (данные получены прямыми измерениями в процессе

бурения). Поэтому, решая вопрос о снижении репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, необходимо создать высокоэффективное амортизирующее наддолотное устройство и включить его в компоновку низа бурильной колонны.

Особого внимания заслуживает также вопрос о регламентации скорости спуско-подъемных операций и соблюдении технологической дисциплины при вскрытии продуктивного пласта. Это связано с тем, что применяемые в практике бурения скорости спуско-подъемных операций могут обеспечить весьма высокие репрессии на пласт вплоть до получения гидроразрыва.

Однако как бы ни были совершенны техника и технология минимизации репрессии на продуктивный пласт при его вскрытии бурением, полностью исключить репрессию вряд ли возможно. Поэтому необходимо иметь буровой раствор (практика показывает, что он должен быть безглинистый), который предотвратил бы возможность глубокого проникновения его фильтрата в пласт в момент наличия репрессии. Кроме того, должны обеспечиваться высокая степень его очистки от выбуренной породы для поддержания минимальной плотности бурового раствора и отсутствие физико-химического взаимодействия с породами продуктивной зоны и пластовыми флюидами.

Одним из важных факторов при вскрытии продуктивных пластов является продолжительность контакта бурового раствора со стеной скважины, что определяет степень и глубину загрязнения околоскважинной зоны. В связи с этим необходимо стремиться к уменьшению продолжительности первичного вскрытия за счет применения высокопроизводительных технологий и бурового инструмента. Однако и этого не всегда бывает достаточно.

Так, в случае технологической необходимости использования буровых растворов с твердой фазой механическая скорость проходки и проходка на долото резко уменьшается из-за ухудшения условий работы бурового долота. Исключить или существенно уменьшить влияние твердой фазы в буровом растворе можно за счет установки над долотом забойного сепаратора твердой фазы, что позволит направить к инструменту очищенный от нее буровой раствор, а саму эту фазу вывести в кольцевое пространство.

Как отмечалось выше, для сохранения естественной проницаемости при первичном вскрытии продуктивного пласта необходимо минимизировать репрессию на пласт вплоть до бурения на «равновесии». При реализации такой технологии увеличивается вероятность

возникновения нефтегазопроявлений и опасности фонтанирования скважины. В связи с этим для управления продуктивным пластом и снижения опасности открытого фонтанирования целесообразно разработать технические средства обнаружения нефтегазопроявления продуктивного пласта на начальной стадии, т. е. фиксации момента появления пластового флюида в кольцевом пространстве в зоне продуктивного пласта. Наиболее перспективным направлением в этой области представляется разработка акустической системы непрерывного контроля за нефтегазопроявлениями при бурении скважин.

2.3. Цементирование эксплуатационной колонны

Вскрытие продуктивных пластов в основном осуществляют долотом того же диаметра, что и бурение вышележащего интервала. Эксплуатационная колонна спускается до забоя скважины, а цементный раствор за колонной поднимается на большую высоту вплоть до устья скважины. При этом на продуктивный пласт при цементировании создается высокое гидродинамическое давление, которое обеспечивает проникновение цементного раствора в поры и трещины продуктивного пласта и часто приводит к гидроразрыву пласта с последующим уходом в него значительных объемов цементного раствора, на что указывают нередкие случаи недоподъема цементного раствора до расчетного уровня. Вот почему весьма важной задачей при цементировании эксплуатационной колонны является снижение гидродинамического давления цементного раствора на продуктивный пласт и, по возможности, полное исключение контакта цементного раствора с продуктивным пластом.

2.4. Вторичное вскрытие продуктивного пласта

Заключительный этап строительства скважины перед ее освоением – вторичное вскрытие продуктивного пласта, которое во многом определяет продуктивность скважины. Некачественное выполнение этого вскрытия может свести на нет все усилия, затраченные при выполнении предыдущих этапов работ.

Применяемые в настоящее время технологии вскрытия, в общем-то, дают неплохие результаты. Но они достигаются, как правило, на месторождениях с высокопроницаемыми коллекторами. При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, которые более сильно, чем высокопроницаемые, реагируют на загрязнение пласта, необходимо совершенствовать применяемые технологии

и внедрять (пусть более трудоемкие и дорогостоящие) технологии, обеспечивающие высокую продуктивность скважины.

В связи с этим представляется целесообразным уделять большее внимание поиску (разработке) более эффективных жидкостей для вторичного вскрытия продуктивных пластов, а также совершенствовать технику и технологию перфорации.

2.5. Увеличение проницаемости околоскважинной зоны

Разработка месторождений с низкопроницаемыми коллекторами сопровождается уменьшением продуктивности скважин по сравнению с высокопроницаемыми коллекторами. Даже при сохранении естественной проницаемости околоскважинной зоны пласта при первичном вскрытии, цементировании эксплуатационной колонны и вторичном вскрытии продуктивность скважины будет низкой.

Нетрудно заметить, что низкие дебиты скважин связаны не только с низкой проницаемостью коллекторов, но и с особенностью притока пластового флюида в скважину. Как отмечалось выше, не менее половины энергии пласта теряется в небольшой околоскважинной зоне, что связано с увеличением гидравлического сопротивления движению жидкости по мере приближения к скважине. Поэтому естественно предположить, что, снизив гидравлическое сопротивление движению жидкости в околоскважинной зоне можно существенно увеличить продуктивность скважины.

Наиболее перспективным направлением в данном случае представляются разработка и внедрение мероприятий, обеспечивающих увеличение проницаемости околоскважинной зоны выше естественной проницаемости продуктивного пласта.

Как показывает мировой опыт извлечения нефти из низкопроницаемых коллекторов, из числа известных и достаточно хорошо отработанных мероприятий наибольший эффект достигается при гидравлическом разрыве пласта (ГРП). За рубежом данный метод начал применяться с 1949 г., и только в США проведено более 900 тыс. успешных операций, благодаря чему гидроразрыв стал хорошо отработанным методом с успешностью около 90 %. В настоящее время 35–40 % фонда скважин в США обработано этим методом, в результате чего 25–30 % запасов нефти и газа переведено из забалансовых в балансовые. В зарубежной практике ГРП стал неотъемлемой частью

цикла строительства скважин при разработке месторождений с низкопроницаемыми пластами.

У нас в стране гидроразрыв пласта применяется в весьма незначительных объемах. По-видимому это связано с разработкой до последнего времени месторождений с высокопроницаемыми коллекторами, где эффективность ГРП низка, а также с отсутствием достаточно высокоэффективной отечественной техники и большой стоимостью реализации метода. Свою негативную роль сыграло и практически полное отсутствие целенаправленных НИОКР по совершенствованию и испытанию отечественной техники и технологии.

2.6. Загрязнение продуктивных пластов

Загрязнение продуктивного пласта проявляется, прежде всего, пониженным дебитом скважины. Для того, чтобы эффективно бороться с загрязнением продуктивного пласта, в том числе при проведении вторичного вскрытия и ремонтных работ в скважине, необходимо знать его причины.

Важнейшими факторами, влияющими на снижение продуктивности скважины, являются:

- несовершенство вскрытия перфораций;
- несовершенство заканчивания;
- влияние искривления скважины;
- влияние операций по повышению продуктивности скважины;
- неоднородность пласта;
- влияние многофазного потока;
- влияние перфорационных, каналов, заполненных песком и гравием;
- эффекты, связанные с естественной проницаемостью и др.

Загрязнение пласта, приводящее к уменьшению проницаемости породы, может происходить несколькими методами:

- закупорка пор твердой фазой бурового раствора, жидкостей для заканчивания и капитального ремонта скважины;
- гидратация и диспергирование глинистых минералов, находящихся в порах пласта;
- взаимодействие между несовместимыми жидкостями в скважине и пласте: образование эмульсий, осадков;
- изменение вязкости пластовых флюидов под влиянием полимеров.

2.7. Мероприятия по предотвращению загрязнения продуктивного пласта

1. Следует использовать только чистые жидкости без твердой фазы.

Общая концентрация твердой фазы в таких жидкостях не должна превышать 200 мг/л, что эквивалентно 50 единицам непрозрачности в чистых жидкостях. Большинство взвешенных твердых частиц должны быть как можно более мелкими, чтобы не происходило засорения пласта в непосредственной близости от скважины. Трубы не должны иметь ржавчины, а емкости должны быть чистыми. Это может сохранить чистоту жидкости в скважине.

Если диаметр твердых частиц больше чем 10 % от размера входных отверстий пор, то возможно засорение пласта в околоствольной зоне скважины. Чтобы обеспечить чистоту жидкости, следует избегать контакта жидкости с породой.

Для предотвращения ухода жидкости в пласт жидкость должна быстро образовать тонкую непроницаемую растворимую фильтрационную корку на поверхности породы.

2. Чтобы при ремонтных работах в процессе глушения предотвратить уход жидкости в пласт возможно ввести водорастворимый наполнитель для ликвидации поглощения, жидкость должна содержать более 5 % по объему твердых частиц с широким диапазоном размеров. Диаметр частиц должен находиться в пределах от среднего размера поровых каналов до размеров молекул полимеров; причем не менее 25 % частиц должны иметь размеры, превышающие 1/3 размера пор.

Кристаллы соли или частицы нефтерастворимого воска или смол являются лучшими коркообразователями, поскольку они легко растворяются пластовыми флюидами. Очень эффективны частицы карбоната кальция, но для их удаления требуется кислота. В малопроницаемых породах утечку жидкости в пласт можно предотвратить, применяя пены или вязкую жидкость.

3. Для предотвращения проявлений минимальная величина репрессии, допускающая некоторое свабирование, составляет 1,4–2,1 мПа.

Репрессия необходима для предотвращения проявлений и неизбежна при осуществлении циркуляции при вскрытии истощенных пластов с низким давлением.

4. Водные жидкости, контактирующие с породой, должны иметь минерализацию, подобную минерализации пластовой воды для того, чтобы исключить загрязнение пласта глиной, присутствующей в по-

рах. Часто рекомендуют для этой цели использовать NaCl. Для водочувствительных пластов недорогим и очень эффективным выбором является пластовая вода, извлеченная из недр вместе с нефтью. В очень чувствительных породах возможно применение реагентов-стабилизаторов глин, если экономичность их использования подтверждается опытами на кернах.

Жидкости сложного состава и рассолы иных солей, чем NaCl, нужно оценивать на способность образовывать твердые осадки в процессе приготовления и при контакте с пластовой водой.

5. Необходимо очищать трубы, особенно перед проведением операций, связанных с нагнетаниями жидкости, как вызов притока, установка фильтра или операции по повышению продуктивности скважины. В обсадную колонну нужно спускать долото и скребок в процессе заканчивания скважины после ремонтного цементирования. Но делать это нужно до перфорации колонны. При спуске эксплуатационной колонны нужно использовать минимум смазки для резьбовых соединений. Минимум смазки следует использовать и для НКТ и других труб. Для операций, связанных с нагнетанием жидкости, следует рассмотреть возможность применения специальных чистых труб или гибких НКТ;

6. При глушении скважины используются различные полимеры. При выборе полимеров нужно учитывать проблемы гидратации и величину остаточной вязкости и твердый остаток после того, как полимер подвергнется деструкции.

Контроль качества работы при глушении скважины

- Контроль качества начинается с проверки чистоты резервуаров, предназначенных для доставки и хранения жидкостей.
- Проверить на месте чистоту рассолов в соответствии с требованиями действующих РД или инструкций API RP 13J.
- Постоянно проверять содержание твердых частиц в воде.
- Проверять соответствие действия полимеров требованиям РД.
- Проверить действие призабойной температуры на деструкцию полимера и понижение вязкости.
- Проверить вязкость раствора полимера после его деструкции и количество нерастворимого осадка.
- Провести испытание жидкости глушения по методике API RP 42.
- Проверить правильность расчетов количества вводимых материалов и наблюдать за приготовлением раствора.
- Отобрать образцы воды затворения готовых растворов глушения скважины.

2.8. Методы вскрытия продуктивных горизонтов (пластов)

Вскрытие пластов и освоение скважины должны быть проведены качественно. Под качеством технологии вскрытия пласта и освоения скважин следует понимать степень изменения гидропроводности пласта (или пропластков) после выполнения соответствующей операции. Оценка качества вскрытия пластов и освоения скважин следует производить по временной методике по оценке качества вскрытия пластов и освоения скважин.

Методы заканчивания скважин и вскрытия продуктивных горизонтов

В разрезе нефтяных и газовых месторождений встречается большое количество пористых пластов-коллекторов (песков, песчаников, известняков), разобщенных друг от друга глинами, мергелями, плотными песчаниками и другими породами. Эти пласты могут быть нефтеносными, газоносными, водоносными и сухими.

Особое внимание должно быть обращено на конструкцию забоя. Конструкцию забоя следует выбирать по РД.

В практике бурения применяют следующие основные конструкции забоев при заканчивании скважин.

1. Установка водозакрывающей колонны в кровле продуктивного горизонта и цементирование с последующим вскрытием пласта и спуском специального фильтра (рис. 5, б) или хвостовика (рис. 5, д). В некоторых случаях в устойчивых породах продуктивной части разреза фильтр или хвостовик не спускаются, и водозакрывающая колонна является эксплуатационной (рис. 5, з).

2. Полное вскрытие пласта со спуском комбинированной колонны с манжетной заливкой ее выше нефтеносного объекта и с фильтром в нижней части против пласта (рис. 5, в).

3. Полное вскрытие пласта со спуском колонны со сплошным цементированием и последующим простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов (рис. 5, з).

Перечисленные методы направлены на то, чтобы не допустить закупорки пор и создать благоприятные условия для движения нефти из пласта в скважину.

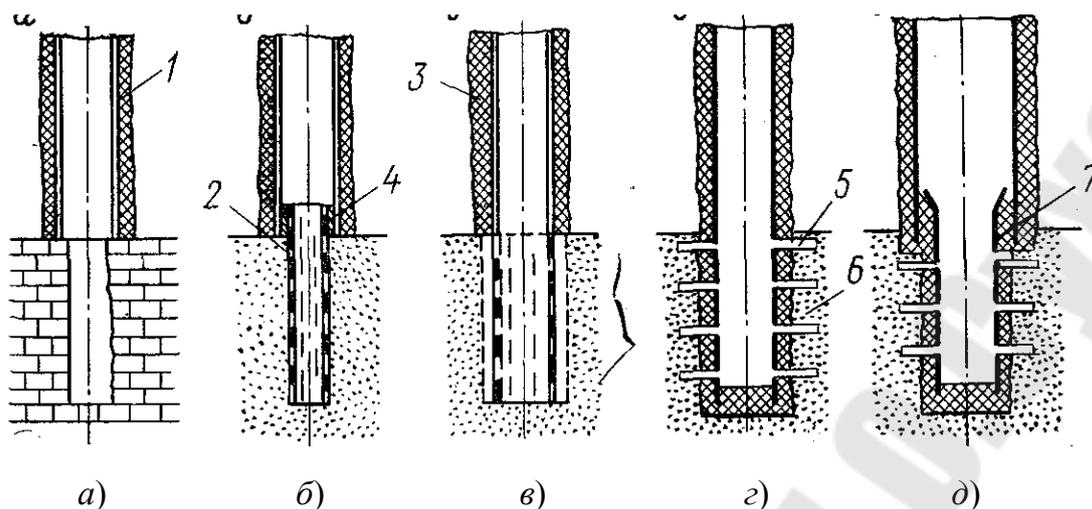


Рис. 5. Схемы конструкций забоев при заканчивании скважин:
 1 – обсадная колонна; 2 – фильтр; 3 – цементный камень; 4 – пакер;
 5 – перфорационные отверстия; 6 – продуктивный пласт; 7 – хвостовик

Методы вскрытия пласта в зависимости от пластового давления, степени насыщенности пласта нефтью, степени дренирования и других факторов могут быть различными, но все они должны удовлетворять следующим основным требованиям.

1. При вскрытии пласта с высоким давлением должна быть предотвращена возможность открытого фонтанирования скважины.

2. При вскрытии пласта должны быть сохранены на высоком уровне природные фильтрационные свойства пород призабойной зоны. Если проницаемость пород мала, должны быть приняты меры по улучшению фильтрационных свойств призабойной зоны скважины.

3. Должны быть обеспечены соответствующие интервалы вскрытия пласта, гарантирующие длительную безводную эксплуатацию скважин и максимальное облегчение притока нефти к забою.

При вскрытии продуктивных пластов с низким пластовым давлением особенно тщательно следует выбирать буровой раствор, поскольку может происходить интенсивное поглощение глинистого раствора пластом, сопровождающееся оттеснением нефти от забоя скважины и значительным ухудшением фильтрационных свойств пород призабойной зоны. Для вскрытия продуктивных пластов с низким пластовым давлением применяют специальные буровые растворы на нефтяной основе, эмульсионные буровые растворы, глинистые растворы с добавками поверхностно-активных веществ, аэрированные жидкости и др.

Заканчивание скважин, вскрывших истощенные пласты, в основном производят первыми двумя способами. Перед вскрытием водозакрывающую колонну устанавливают в кровле продуктивного пласта, вскрыв продуктивный пласт, спускают хвостовик или фильтр. При отсутствии водозакрывающей колонны после вскрытия истощенного пласта спускают обсадную колонну с фильтром против пласта и при помощи манжетной заливки центрируют ее выше нефтеносного пласта.

Фильтры могут быть как с круглыми, так и со щелевидными отверстиями. Щелевидные фильтры дороги в изготовлении и не всегда надежно предотвращают поступление песка в скважину или часто засоряются. Поэтому применяют также и другие способы оборудования забоя для предотвращения поступления песка в скважину. Например, забой скважины иногда оборудуют металлокерамическими, песчано-пластмассовыми или гравийными фильтрами.

В скважинах с высоким пластовым давлением должно осуществляться полное вскрытие пласта со всеми мерами предосторожности с последующим спуском эксплуатационной колонны со сплошной цементировкой и простреливанием отверстий против продуктивных горизонтов.

Перфорация обсадной колонны. Для вскрытия пластов с целью их эксплуатации или опробования в обсадной колонне и цементном кольце пробивают отверстия при помощи пулевой или беспулевой перфорации. Перфораторы, соединенные в гирлянды, спускают в скважину на каротажном кабеле. В камеры перфоратора закладывают заряд пороха и запал. При подаче тока по кабелю с поверхности порох воспламеняется и пуля с большой скоростью выталкивается из ствола перфоратора. За один спуск и подъем перфоратор простреливает 6–12 отверстий пулями диаметром 11–11,5 мм.

Широкое распространение получила беспулевая перфорация. В этом случае отверстие в колонне создается не пулями, а фокусированными струями газов, которые возникают при взрыве кумулятивных зарядов.

Сущность кумулятивного эффекта заключается в том, что при взрыве заряда, обладающего выемкой, симметричной относительно направления распространения взрывной волны, происходит направленное истечение продуктов взрыва.

Перфораторы кумулятивные применяются корпусные и бескорпусные. Бескорпусные перфораторы бывают неточными и полностью разрушающимися, т. е. однократного действия. Перфораторы кумулятивные корпусные выпускаются различных диаметров, в том числе и для спуска через насосно-компрессорные трубы (НКТ).

При простреле отверстий в колонне на устье устанавливают специальную задвижку, позволяющую закрыть скважину при проявлении пласта после прострела. В процессе прострелочных работ скважина должна быть заполнена глинистым раствором для создания противодействия на пласт.

В каждом отдельном случае геологической службой в зависимости от коллекторских свойств пласта, конструкции скважины, температуры и давления в интервале перфорации устанавливается плотность прострела (количество отверстий на 1 м) и тип перфоратора. Для улучшения связи скважины с продуктивным пластом может применяться гидропескоструйный метод вскрытия пласта. В скважину на колонне насосно-компрессорных труб спускают струйный аппарат, состоящий из корпуса и сопел. При нагнетании в трубы под большим давлением жидкость с песком выходит из сопел с большой скоростью и песок разрушает колонну, цементное кольцо и породу. Гидропескоструйная перфорация имеет ряд преимуществ перед другими методами: отверстия в колонне и цементе не имеют трещин, имеется возможность регулировать диаметр и глубину отверстий, можно создать горизонтальные и вертикальные надрезы. К недостаткам этого вида перфорации следует отнести большую стоимость и потребность в громоздком наземном оборудовании.

2.9. Химический метод борьбы с ухудшением проницаемости призабойной зоны

Ухудшение коллекторских свойств пластов, содержащих глины, происходит вследствие их чувствительности к воде. Эффект набухания монтмориллонитовых глин приводит к ухудшению проницаемости призабойной зоны. С другой стороны, набухание каолинитовых глин происходит вследствие их закупоривания частичками твердой фазы.

В пласте глины обычно присутствуют во флокулированном состоянии вследствие высокого содержания солей. При бурении скважины растворами на водной основе ионная прочность окружающей глины среды уменьшается за счет расширения ионной оболочки.

В результате происходит редиспергация глины и ее миграция в микропоры. Образующиеся при этом микрофильтрационные корки приводят к закупориванию пласта.

Проблема может быть устранена путем использования электролита или полиэлектролита, что значительно уменьшает расширение ионной оболочки и нейтрализует отрицательный ионный заряд на поверхности глины.

Для предотвращения ухудшения проницаемости призабойной зоны используют KCl , $CaCl_2$, гидроксид алюминия и др. Хлористый кальций используют в пластах, содержащих глины с высокой степенью набухания. Полагают, что обмен ионов калия на ионы натрия в монтмориллонитовых глинах уменьшает набухающие свойства глин. По мере увеличения концентрации KCl в глине образуется не набухающий слой, который снижает общую набухающую способность глины.

При наводнении пластов они также могут быть очень чувствительны к минерализованным водам с ионами калия и натрия. Минерализованные воды с ионами кальция способствуют уменьшению степени набухания глин, причем при концентрации в воде солей кальция или магния, равной 10 %, изменения в проницаемости пород-коллекторов не наблюдают. Кроме того, при постепенном уменьшении концентрации солей в воде, закачиваемой в пласт, закупоривания частицами глины не происходит.

Растворы неорганических солей также предотвращают набухание глин. Одним из методов обработки водо-чувствительных пластов является закачка раствора гидроксида алюминия. Число гидроксильных групп с атомами алюминия находится в пределах 1,5–2,7. Экспериментально было установлено, что хлорид алюминия не обеспечивает сохранения коллекторских свойств пласта в течение длительного промежутка времени.

Хлорид окиси циркония является другой солью поливалентного металла, используемой для сохранения коллекторских свойств пласта. Полагают, что данный материал образует защитную корку, прочно защищающую открытую поверхность частиц глины. Во всех вышечисленных системах, используемых для обработки содержащих глины пластов неорганические соли приводят к коагуляции глин.

Коллоидный механизм ухудшения коллекторских свойств пластов следующий. Отдельные диспергированные частицы удерживаются в жидкости и оседают в виде микроскопических фильтрационных корок на суженных поровых каналах.

Проницаемость породы в этом случае зависит от фильтрационных характеристик данных микроскопических фильтрационных корок. Хорошо известно, что флокулированная почва более проницаема, чем диспергированная. Это в свою очередь является основой применения известняка и гипса при обработке почвы. Аналогичных результатов в буровых растворах низкой фильтрации достигают за счет тонкой фильтрационной корки, содержащей глину высокой степени диспергации. Коагуляция в буровых растворах приводит к увеличению фильтрации и последующего внедрения фильтрата. Степень набухания глин зависит от ее набухающих характеристик, а также степени ее диспергации.

Важным моментом для правильного понимания механизма поведения глины при ее обработке является влияние обработки на степень диспергации частиц пласта. В действительности, замер данной величины затруднителен.

3. ОСВОЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ (ПЛАСТОВ)

Вскрытие пластов и освоение скважины должны быть проведены качественно. Под качеством технологии вскрытия пласта и освоения скважин следует понимать степень изменения гидропроводности пласта (или пропластков) после выполнения соответствующей операции.

3.1. Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов)

Под опробованием пласта понимается комплекс работ, имеющих целью вызов притока из пласта, отбор проб, пластовой жидкости, оценка характера насыщенности пласта и в отдельных случаях определение его ориентировочного дебита. Опробование целесообразнее всего осуществлять в процессе бурения при помощи испытателей пластов.

Под испытанием пласта понимается комплекс работ, обеспечивающий вызов притока, отбор проб в пластовой жидкости и газа, выявление газонефте содержания пласта, определение основных гидродинамических параметров пласта (пластовое давление, гидропроводность, коэффициент продуктивности и дебит скважин). Испытание пластов проводится как в процессе бурения скважин, так и после окончания бурения и спуска эксплуатационной колонны. Испытание скважин проводится с целью установления промышленной нефтегазоносности пластов, оценки их продуктивной характеристики и полу-

чения необходимых данных для подсчета запаса нефти и газа в составлении проектов разработки месторождений.

В настоящее время разработаны испытатели пластов трех типов, применяемых в процессе бурения скважин: испытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных труб, спускаемые на кабеле в скважину и внутрь бурильной колонны. Как в России, так и за рубежом наибольшее распространение получили испытатели пластов, спускаемые в скважину на бурильных трубах, – трубные испытатели. Испытание на приток трубными пластоиспытателями производится с опорой (рис. 6, а) и без опоры на забой (рис. 6, б). Возможно также селективное (раздельное) испытание объектов как тем, так и другим способом (рис. 6, в, г).

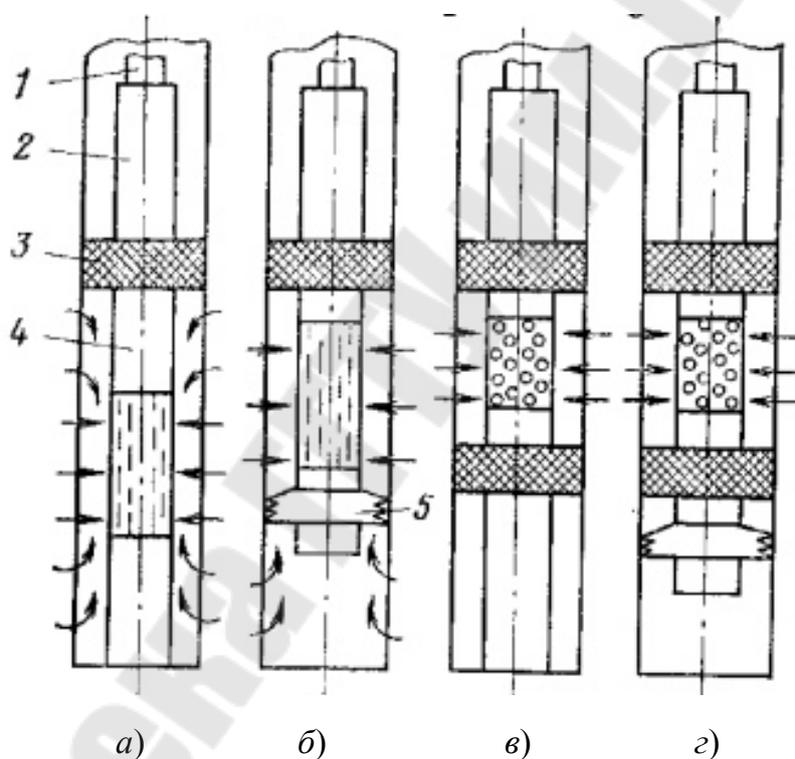


Рис. 6. Способы испытания пластов

Принцип работы трубного пластоиспытателя заключается в том, что при помощи пакера (при селективном испытании – двух пакеров) изолируют интервал, подлежащий испытанию, от остальной части ствола. Затем снижают давление для получения необходимой депрессии в подпакерном или междупакерном пространстве. Депрессию регулируют за счет высоты столба жидкости в колонне бурильных труб, а также ее плотности. Под влиянием депрессии пластовые флюиды поступают в скважину, а из нее – через фильтр в колонну бурильных

труб. Глубинный манометр, установленный в испытателе пластов, записывает все происходящие в скважине изменения в давлении. Специальным пробоотборником отбираются пробы, поступивших в колонну бурильных труб пластовых флюидов (нефть, вода), или они могут быть подняты на поверхность непосредственно в испытателе пластов. Термометр, установленный в специальном кармане пластоиспытателя, фиксирует забойную температуру.

Испытание (опробование) перспективных объектов в процессе бурения должно производиться, исходя из степени изученности разреза. При технологической необходимости (негерметичность пакеровки, неполадки с испытательным инструментом, отсутствие уверенности в оценке характера насыщенности и гидродинамических параметров пласта и др.) должны проводиться дополнительные спуски испытателя пластов для окончательной оценки перспективности данного объекта на нефть и в последнее время нашли применение многоцикловые испытатели пластов. Испытание пластов в несколько циклов позволяет получить уверенные (однозначные) результаты испытания.

При получении уверенных отрицательных результатов испытания в открытом стволе объект повторному испытанию в колонне не подлежит.

3.2. Освоение и испытание продуктивных горизонтов (пластов) после спуска и цементирования эксплуатационной колонны

Последнее мероприятие перед сдачей скважины в эксплуатацию – вызов притока жидкости из пласта. Приток жидкости в скважину возможен только в том случае, когда давление на забой в скважине меньше пластового. Поэтому все работы по освоению скважин заключаются в понижении давления на забой и очистке забоя от грязи, глинистого раствора и песка. Эти работы осуществляются различными способами в зависимости от характеристики пласта, пластового давления, количества газа, содержащегося в нефти, и технической оснащённости.

Для каждой скважины, подлежащей испытанию, должен составляться план с учетом технологических регламентов на эти работы. В плане должны быть указаны: количество объектов испытания, их геолого-геофизические характеристики, интервалы и плотность перфорации, тип перфоратора, порядок вызова притока в зависимости от коллекторских свойств пластов, конструкция скважин, пластовое давление и температура, допустимый предел снижения давления в экс-

платационной колонне, схемы оборудования лифта и устья, данные об объемах и методах исследования. План должен утверждаться главным инженером и главным геологом объединения, треста, управления геологии.

На газовых, газоконденсатных скважинах с АВПД план по испытанию или опробованию пластов должен согласовываться с воензированной службой по предупреждению возникновения и по ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов. Испытание или опробование пластов должно проводиться при наличии акта готовности скважины к выполнению этих работ. Вызов притока и очистка забоя при освоении фонтанных скважин производятся промывкой скважины, нагнетанием в скважину сжатого воздуха (или газа), свабированием или комбинацией этих способов. При промывке глинистый раствор, находящийся в скважине, заменяется водой или нефтью. Благодаря этому давление на забой уменьшается, а также происходит очистка его от глинистой корки и грязи. Промывку осуществляют при собранной арматуре на устье скважины со спущенными в нее до фильтра насосно-компрессорными трубами. Эти трубы после промывки остаются в скважине для эксплуатационных целей.

Часто скважины осваиваются при помощи сжатого воздуха (или газа). При этом в межтрубное пространство (между эксплуатационной колонной и насосно-компрессорными трубами) компрессором нагнетается сжатый воздух (или газ), вытесняющий жидкость в насосно-компрессорные трубы. В этом случае трубы спускают не до фильтра, а только до глубины, с которой давлением, создаваемым компрессором, можно продавить жидкость. Жидкость в трубах газифицируется, плотность ее уменьшается, уровень смеси газа и жидкости повышается до выкида и наступает выброс. При дальнейшем нагнетании газа или воздуха в межтрубное пространство плотность жидкости в трубах еще больше уменьшается, что влечет за собой снижение давления на забой и поступление нефти из пласта в скважину.

Главный недостаток этого способа освоения скважины – большое и быстрое снижение уровня жидкости в скважине, вызывающее усиленный приток жидкости из пласта, что ведет к образованию мощных песчаных пробок, прихвату насосно-компрессорных труб и т. д.

При освоении скважин поршневанием в спущенные до фильтра насосно-компрессорные трубы спускают на стальном канате поршень или, как его иначе называют, сваб, имеющий клапан, открывающийся вверх. Поршень свободно погружается в жидкость, при подъеме же

его вверх клапан закрывается и весь столб жидкости, находящейся над поршнем, выносятся на поверхность.

При непрерывном поршневании уровень жидкости, заполняющей скважину, будет постепенно понижаться. В конце концов пластовое давление превысит давление столба жидкости в скважине и пласт начнет работать. Вызов притока (независимо от способа) на фонтанных скважинах должен производиться при собранной фонтанной арматуре.

Освоение скважин, вскрывших пласт с низким давлением, начинают с промывки забоя водным раствором специальных химических реагентов или нефтью. Не рекомендуется промывать забой чистой технической водой, т. к. в этом случае вода чрезвычайно вредно действует на коллектор и затрудняет получение притока. Затем приступают к возбуждению пласта тартанием при помощи желонки. Это длинное узкое ведро с клапаном в днище, которое спускают в скважину на стальном канате. Многократным спуском желонки скважину очищают от грязи, и столб жидкости в ней постепенно замещается нефтью, поступающей из пласта. После выполнения предприятием, ведущим бурение, плана работ по испытанию эксплуатационной скважины на приток, независимо от полученных результатов, скважина передается промыслу для эксплуатации или для проведения дополнительных работ по ее освоению. Передача оформляется соответствующим актом.

Несколько иначе обстоит дело при бурении разведочных скважин. В этом случае предприятие, ведущее бурение, производит испытание всех пластов (горизонтов), вскрытых скважиной и представляющих интерес с точки зрения нефтегазоносности. Испытание осуществляется снизу вверх. В случае ограниченности притока окончательная оценка промышленной нефтегазоносности производится по результатам испытания после применения известных методов обработки призабойной зоны или сочетания их. При этом рекомендуются следующие методы воздействия на призабойную зону пласта:

- а) гидроструйная перфорация;
- б) метод переменных давлений для устойчивых коллекторов всех типов;
- в) кислотная обработка для коллекторов, представленных карбонатными породами, а также песчаниками с большим содержанием карбонатного цемента;
- г) термокислотная обработка для коллекторов, представленных доломитами, доломитизированными известняками или песчаниками с

карбонатным цементом, когда обычная кислотная обработка недостаточно эффективна;

д) гидравлический разрыв для устойчивых коллекторов всех типов или гидрокислотный разрыв для коллекторов, представленных карбонатными и карбонизированными породами.

После испытания каждого объекта производится исследование скважины для определения параметров пласта и его гидродинамической характеристики. По окончании исследований ставят цементный мост и переходят к следующему объекту. Наиболее совершенный метод изоляционных работ в скважине – использование различных пакерующих устройств, когда разобщающий мост устанавливают за один спуск в скважину и не требуется дополнительной заливки цементным раствором. Широко используется взрывной пакер – устройство, действующее за счет энергии взрыва порохового заряда. Взрывной пакер создает в стволе герметичную пробку, выдерживающую перепад давлений до 30 МПа. Наиболее распространенный взрывной пакер – полый цилиндр из алюминиевых сплавов, который при срабатывании порохового заряда деформируется и запрессовывается в обсадную колонну. В случае отсутствия пакерующих устройств цементные мосты в обсадных колоннах устанавливают путем закачки цементного раствора через насосно-компрессорные трубы.

Если из разведочной скважины после проведенных работ получен промышленный приток нефти или газа, скважину передают для дальнейшей эксплуатации. В том же случае, если после всех проведенных работ все испытываемые объекты окажутся «сухими», т. е. из них не будут получены промышленные притоки нефти или газа, скважина ликвидируется по геологическим причинам. Факт ликвидации разведочной скважины после спуска в нее эксплуатационной колонны свидетельствует о некачественном испытании скважины в процессе бурения с помощью испытателей пластов.

При передаче скважины из бурения в испытание должен составляться акт, подписываемый руководством буровой организации, буровым мастером и представителями организации по испытанию скважины.

Не подлежат передаче в испытание скважины: с негерметичной колонной; с цементным стаканом в колонне больше, чем предусмотрено проектом; с негерметичной обвязкой устья; с отсутствием цемента за колонной против испытываемых пластов; в аварийном состоянии.

Работы по испытанию первого объекта в законченных бурением разведочных скважинах должны производиться с помощью буровой

установки силами буровой бригады; испытание всех остальных объектов – специализированными подразделениями. При длительном простое или консервации газовых скважин, находящихся в испытании, во избежание возникновения давления на устье над зоной перфорации необходимо установить цементный мост.

3.3. Исследование продуктивных пластов. Задачи и способы исследования

Для изучения нефтегазоносности вскрытого скважиной геологического разреза в ней проводят специальные исследования. Их объем, задачи и методы проведения зависят от целевого назначения скважины. В поисковой скважине исследования направлены на решение следующих задач: определение нефтегазонасыщенности отдельных интервалов и предварительная оценка их промышленной значимости. Исследования, выполняемые в разведочной скважине, должны обеспечить получение достаточно достоверных данных для подсчета запасов и последующего проектирования системы разработки месторождения. В эксплуатационной скважине основная цель исследований – определение эксплуатационных характеристик пласта.

В исследовании скважин применяют ряд методов оценки продуктивности разреза, которые можно подразделить на две группы – косвенные и прямые. Методы, отнесенные к первой группе, позволяют получить характеристики, косвенным образом освещающие возможность присутствия нефти или газа в исследованном интервале. К косвенным методам относятся оперативный геологический контроль в процессе бурения и геофизические методы исследования в скважине. Прямые методы базируются на непосредственных свидетельствах о присутствии нефти или газа (отбор пробы, получение притока и т. д.). Прямые методы осуществляют вызовом притока нефти или газа из пласта.

Для изучения геологического разреза по скважине широко применяют геофизические методы исследования. Они включают различные виды скважинного каротажа: электрический, радиоактивный, ядерно-магнитный, акустический и др. Геофизические методы применяют для изучения геологического разреза, выделения интервалов пористых и проницаемых пород, определения свойств коллекторов. Эти методы используют для промышленной оценки месторождения.

Наиболее полная информация об исследуемых объектах и о выявленных продуктивных пластах может быть получена при использовании прямых методов, т. е., основанных на вызове притока из пласта.

В задачу исследования прямым методом входят такие вопросы, как выявление возможности получения притока нефти или газа из исследуемого объекта, отбор проб пластовой жидкости для изучения ее состава и свойств, установление соотношения компонентов в пластовом флюиде, оценка возможного дебита из исследуемого объекта, измерение пластового давления, получение исходных данных для первоначальной оценки коллекторских свойств объекта, вскрытого скважиной.

По режиму работы пласта эти методы подразделяются на стационарные и экспресс-методы. При стационарных методах исследование ведут на установившемся режиме фильтрации. К ним можно отнести метод пробной эксплуатации, когда наблюдения ведутся в течение длительного времени (до месяца и более), и метод установившихся отборов, когда наблюдения и замеры проводят на нескольких режимах, доведенных до стабилизации притока. Стационарные методы позволяют получить характеристику пласта и эксплуатационных возможностей скважины, но не позволяют судить о степени снижения проницаемости ПЗП.

На проведение исследований по экспресс-методу затрачивается значительно меньше времени. Экспресс-метод заключается в контроле за восстановлением давления в ограниченном объеме, сообщаемом с объектом, после вызова притока из последнего. Иногда в малодебитных скважинах применяют экспресс-метод исследования на приток, когда его контролируют по восстановлению уровня жидкости в скважине, сниженного в результате отбора жидкости из ствола.

По технологии, применяемым техническим средствам и объему получаемой информации исследования по экспресс-методу можно подразделить на испытание и опробование. При проведении испытаний ставятся более широкие задачи, чем при опробовании.

При исследовании по способу «снизу–вверх» скважину доводят до проектной глубины, закрепляют обсадной колонной, которую затем цементируют. Испытание начинают с самого нижнего объекта. В его интервале обсадную колонну перфорируют и осуществляют вызов притока. Отбирают пробы пластовой жидкости и проводят необходимые измерения.

После завершения испытания нижнего объекта выше перфорированного участка создают цементный мост или устанавливают резиновый тампон, выдерживающий перепад давления до 20–25 МПа. Затем перфорируют обсадную колонну против следующего (вышерасположенного) объекта, испытывают его и подобным образом последовательно все последующие объекты, перемещаясь снизу вверх. От-

сюда и сам способ получил название «снизу вверх». Этот способ широко применяли достаточно давно и продолжают применять и в настоящее время, отмечая в то же время ряд его существенных недостатков: загрязнение в открытом стволе пройденных объектов при добурировании скважины; искажение результатов исследования, а иногда и пропуски продуктивных горизонтов с низким пластовым давлением; необходимость спуска и цементирования обсадной колонны, которая в данном случае необходима для разобщения опробуемых объектов; повышение расходов на строительство скважины, вызванных дополнительными затратами на крепление скважины.

Устранение отмеченных недостатков этого способа исследования объектов привело к созданию специальных измерительных инструментов, которые позволили опробовать и испытывать каждый объект в открытом стволе скважины сразу же после вскрытия и отказаться от спуска обсадной колонны. С созданием таких инструментов появился новый способ, получивший название способа «сверху–вниз».

В его техническом оснащении имеется немало различных скважинных инструментов, которые по конструктивному исполнению, особенности применения и назначению можно подразделить на три типа: пластоиспытатели, спускаемые в скважину на колонне бурильных или насосно-компрессорных труб; аппараты, сбрасываемые внутрь колонны бурильных труб сразу после вскрытия при бурении намеченного объекта; аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле.

Наиболее полную информацию об исследуемом объекте получают с помощью пластоиспытателя на колонне труб. Аппараты второго и третьего типа позволяют осуществить только опробование пласта, поэтому их нередко называют опробователями.

Опробователь, сбрасываемый внутри бурильной колонны, позволяет вызывать приток сразу после вскрытия исследуемого объекта и отбирать пробу пластовой жидкости. Для использования данного метода над долотом устанавливают специальное пакерующее устройство.

В отсутствии пробоотборника пакерующий элемент сжат и не препятствует проходу бурового раствора по затрубному зазору (I) (рис. 7). После спуска пробоотборника в пакерующее устройство открываются каналы, по которым буровой раствор под давлением подается под пакерующий элемент и вызывает его расширение вплоть до полного контакта со стенками ствола скважины и перекрытия кольцевого зазора. Таким образом происходит изоляция призабойной части

скважины (II) (рис. 7). С повышением давления внутри бурильных труб в пробоотборнике открывается клапан и давление в подпакерной зоне резко падает, вызывая приток пластового флюида (III) (рис. 7). Он поступает в пробоотборник, одновременно регистрирующим манометром записывается кривая восстановления давления (в некоторых конструкциях предусмотрена подача сигнала от манометра на поверхность по кабелю). По истечении времени, отведенного на опробование, давление в бурильной колонне снижают, что приводит к закрытию клапана пробоотборника и постепенному возвращению пакера в исходное состояние. Пробоотборник поднимают с помощью кабеля и захвата (овершота) на поверхность, и бурение продолжается. В некоторых случаях пробоотборник извлекают на поверхность вместе с бурильной колонной.

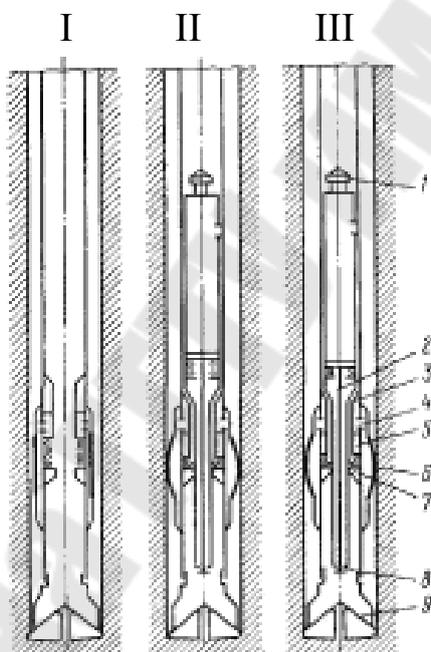


Рис. 7. Этапы работы опробователя пласта:

- 1 – шлицовая головка; 2 – грунтоноса; 3 – седло запорного устройства;
 4 – впускное окно; 5 – отсекатель; 6 – пакерующее устройство;
 7 – нижнее седло опробователя; 8 – впускной клапан; 9 – долото

Пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле, применяют в тех случаях, когда необходимо исследовать пласт на отдельных уровнях, например, для прослеживания изменения проницаемости по мощности пласта, определения положения водо-нефтяного контакта и т. п. После подъема бурильной колонны пробоотборник спускают в скважину на заданную глубину (I) (рис. 8). С поверхности по кабелю в виде электрического импульса подают команду на выдвижение упорного

башмака. Он прижимает к ограниченному участку стенки ствола скважины уплотнительную подушку, которая изолирует небольшую площадь открытой поверхности пласта. По команде с поверхности взрывают кумулятивный заряд, и в изолированной части пласта образуется канал, по которому пластовый флюид поступает в нижнюю емкость опробователя (II) (рис. 8). Регистрирующий манометр записывает восстановление давления в емкости по мере ее заполнения. Срабатывание гидравлической системы пробоотборника в конце исследования приводит к закрытию входного клапана емкости, в результате отобранная проба запирается, снимается избыточное давление под прижимным башмаком и под действием пружины он возвращается в транспортное положение (III) (рис. 8). Пробоотборник извлекают на поверхность.

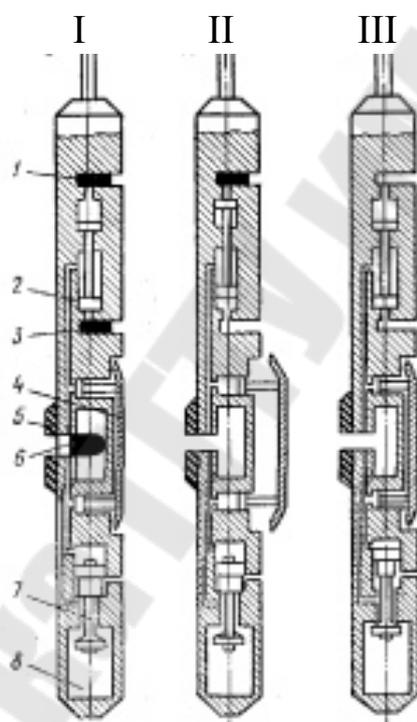


Рис. 8. Этапы работы пробоотборника:

- 1 – верхний заряд и заглушка; 2 – возвратный поршень;
3 – нижний заряд и заглушка; 4 – прижимная лапа; 5 – герметизирующая накладка; 6 – кумулятивный заряд; 7 – впускной клапан; 8 – баллон

3.4. Испытатели пластов

Из экспресс-методов прямых поисков залежей нефти и газа, применяемых при исследованиях в скважине, наибольшее распространение получил метод с использованием испытателя пластов, спускаемого на колонне труб. Его применяют для испытания объектов сразу же после их вскрытия, и поэтому при соблюдении правиль-

ной технологии испытания он позволяет получить наиболее достоверную оценку продуктивности разреза.

Испытатель пластов применяют и в обсаженных скважинах, в частности, при освоении пластов с низким пластовым давлением, для очистки призабойной зоны, для испытания обсадных колонн на герметичность и выявления в них участков нарушения герметичности и при других работах, когда в ограниченном объеме ствола скважины надо создать депрессию.

Современный пластоиспытатель представляет собой совокупность инструментов, аппаратов и приборов, скомпонованных воедино для выполнения ряда функций, необходимых при испытании пласта и проведения измерений. Пластоиспытатель существующей конструкции называется комплектом испытательных инструментов (КИИ). Разработкой надежной конструкции КИИ в нашей стране занимались давно. Наиболее удачные конструкторские разработки относятся к середине 50-х годов, когда в УФНИИ была создана конструкция испытателя пластов с гидравлическим реле времени.

Гидравлический испытатель пластов – главное звено пластоиспытателя. Он оснащен уравнительным и приемным клапанами. Уравнительный клапан в открытом состоянии обеспечивает гидравлическую связь между подпакерным и надпакерным пространствами, уравнивая в них гидростатическое давление, а также служит для пропуска жидкости при спуске или подъеме КИИ во избежание эффекта поршневания. По истечении определенного промежутка времени после закрытия уравнительного клапана срабатывает специальное гидравлическое реле времени, управляющее приемным клапаном. Он открывает доступ пластовому флюиду в бурильную колонну над пластоиспытателем. Реле времени срабатывает под воздействием сжимающей нагрузки, возникающей при частичной разгрузке бурильной колонны на забой (на 60–120 кН). По окончании испытания под действием растягивающего усилия приемный клапан закрывается.

Запорный поворотный клапан закрывается вращением бурильной колонны с поверхности и служит для перекрытия проходного канала в бурильную колонну. После его закрытия записывается процесс восстановления давления в подпакерном пространстве. Имеются одно- и многоцикловые запорно-поворотные клапаны.

Циркуляционный клапан вводят в комплект над запорным поворотным клапаном для возобновления циркуляции бурового раствора по стволу скважины. Для его срабатывания необходимо, чтобы дав-

ление внутри бурильной колонны на 7–10 МПа превышало внешнее гидростатическое давление.

В комплект КИИ входит также несколько глубинных манометров; их помещают в приборном патрубке и устанавливают в различных узлах для записи изменения давления. Одновременное использование нескольких манометров позволяет контролировать достоверность полученной информации об изменении давления и надежность срабатывания систем пластоиспытателя. Проверку осуществляют сопоставлением диаграмм, записанных в разных пунктах. Применяют регистрирующие манометры поршневого или геликсного типа. Поршневые манометры используют чаще, хотя по сроку службы и точности измерения они уступают геликсным. Вместе с манометром можно применять регистрирующий термометр.

Во время проведения исследований в скважине системами пластоиспытателя управляют с поверхности. В соответствии с командами пластоиспытатель выполняет следующие функции: изоляцию интервала ствола скважины против исследуемого объекта от остальной его части, вызов притока пластового флюида созданием депрессии на пласт, отбор проб пластового флюида на исследование, наблюдение за восстановлением давления в подпакерной зоне.

Регистрацию эволюции давления производят автоматически в течение всего периода нахождения пластоиспытателя в скважине в пределах ресурса рабочего времени манометра.

На поверхности пластоиспытатель разбирают и извлекают диаграммы регистрирующих приборов.

Повышение достоверности испытания связано с возможностью проведения повторных циклов и сопоставления их результатов. Для проведения многоцикловых испытаний разработаны пластоиспытатели серии МИГ.

Многоцикловый гидравлический испытатель пластов позволяет при однократном спуске проводить несколько полных циклов испытания объекта. Каждый цикл включает две основные операции: вызов притока из пласта и контроль восстановления давления.

При открытом приемном клапане подпакерное пространство сообщается с внутренней полостью колонны труб, в этот период создается депрессия на пласт и осуществляется вызов притока (нижнее положение штока). При поднимании штока до вхождения приемного клапана внутрь запорной гильзы поступление жидкости внутрь бурильной колонны прерывается и давление в подпакерной зоне восста-

навливается. Чтобы избежать преждевременного открытия уравнительного клапана над ИПМ-2 устанавливают телескопический раздвижной механизм со свободным ходом 1,5 м. Его гидравлическая неуравновешенность ниже, чем у запорной гильзы, и после закрытия приемного клапана запорная гильза остается закрытой до тех пор, пока не будет исчерпан свободный ход в раздвижном механизме.

Многоцикловый испытатель оснащен двухцикловым запорным поворотным клапаном, регистрирующим манометром геликсного типа МГИ-1, яссом закрытого типа, для которого растягивающее усилие не зависит от гидростатического давления в стволе скважины, безопасным переводником. Для надежной изоляции устанавливают два пакера усовершенствованной конструкции ПЦР-2 с распределителем давления. Несмотря на то, что в конструкции испытателя МИГ использованы новейшие разработки отдельных узлов, имеется еще ряд недостатков. Отдельные узлы (циркуляционный клапан, испытатель пластов и др.) имеют довольно сложную конструкцию, многие узлы после каждого спуска в скважину следует подвергать разборке и обязательной ревизии. Для повышения надежности инструмента необходимо упростить конструкцию узлов пластоиспытателя.

3.5. Технология опробования и испытания объекта

Исследование нефтегазоносности объекта – весьма ответственный этап поискового и разведочного бурения. Правильная оценка нефтегазоносности и перспектив дальнейших работ определяется достоверностью полученных в результате опробования или испытания данных. Объем и достоверность информации зависят от многих факторов, и прежде всего от безопасной продолжительности цикла испытания и длительности пребывания пластоиспытателя на забое скважины, от надежности его работы и качества изоляции исследуемого интервала, т. е. от надежности пакеровки.

Основной этап исследования подразделяется на два периода: период притока и период восстановления давления. Работу пластоиспытателя в режиме притока и восстановления давления принято называть циклом испытания. Продолжительность первого периода (периода притока) зависит от проницаемости горных пород, состояния призабойной зоны пласта (ПЗП), свойств пластового флюида и депрессии на пласт. По истечении времени первого периода путь поступления жидкости в колонну труб перекрывают и начинается период восстановления давления в подпакерной (межпакерной) зоне, фикс-

сируемый глубинным манометром. Регистрируют темп и характер восстановления пластового давления.

По количеству циклов испытание может быть одноцикловым и многоцикловым (чаще двухцикловым). Двухцикловое испытание обеспечивает более высокое качество и достоверность информации, чем одноцикловое. В двухцикловом испытании первый цикл играет вспомогательную роль. Его проводят для удаления глинистой корки со стенок скважины и разгрузки ПЗП от избыточного давления, сформировавшегося под действием давления бурового раствора в скважине.

В обсаженном стволе можно проводить полуторацикловое испытание. В этом случае ресурс хода часов манометра почти полностью используется для записи кривой восстановления давления на протяжении первого цикла, а затем осуществляется открытый приток флюида без регистрации давления.

Допустимая продолжительность цикла или циклов (при многоцикловом испытании) зависит в основном от условий безаварийного нахождения пластоиспытателя в скважине и от ресурса работы регистрирующих глубинных приборов. Распределение времени на приток и восстановление давления зависит от характера проявления пласта.

Интервал опробования выделяют на основании изучения геологического разреза и геолого-геофизических предпосылок. Точность определения границ интервала зависит от степени изученности разреза и задач исследования. Границы интервала исследования четче удаётся отбить в поровом коллекторе по сравнению с трещинным. В ряде случаев оптимальная протяженность интервала испытания находится в пределах 10–50 м. В залежах с известной мощностью нефтенасыщенной части в интервал включают всю ее протяженность по оси скважины. Достоверность получаемой информации и точность определения гидродинамических характеристик повышаются с уменьшением протяженности интервала. При необходимости интервал испытания может быть уменьшен до 1–2 м.

Обширный опыт исследования пластов с помощью пластоиспытателей подтверждает благоприятное влияние резкой депрессии на пласт. Глубокая депрессия способствует интенсивному удалению глинистой корки, восстановлению проницаемости призабойной зоны пласта, подвергшейся отрицательному воздействию фильтра бурового раствора, и вызывает активизацию нефтепроявления из отдельных линз в окрестностях скважины и тонких пропластков. Наиболее

благоприятные условия создаются в тех случаях, когда депрессия в 3 раза превышает репрессию на пласт при вскрытии. При депрессии ниже 10 МПа снятие блокирования ПЗП может быть неэффективным. С точки зрения притока нефтегазового составляющего пластового флюида положительное влияние оказывает такая депрессия, которая вызывает турбулентный режим течения флюида в пласте. Таким образом, с учетом устойчивости горных пород исследуемого объекта, предельно допустимого перепада давления на пакере и допустимых давлений смятия для бурильных труб необходимо планировать максимально возможную депрессию на пласт.

Наиболее распространенная причина неудачных испытаний – негерметичность пакеровки. Надежность работы пакера зависит от правильности определения места его установки и правильности подбора наружного диаметра пакерующего элемента. Для установки пакера подбирают интервал, представленный монолитными малопроницаемыми устойчивыми породами.

Минимальная протяженность участка установки пакера не должна быть менее 4 м.

Правильный подбор диаметра пакерующего элемента означает определение наибольшей возможной его величины, при которой пластоиспытатель свободно проходит по стволу скважины. Соотношение диаметра ствола скважины в зоне пакеровки и диаметра пакерующего элемента характеризуется коэффициентом пакеровки.

Чем меньше значение коэффициента пакеровки, тем выше герметичность пакеровки и надежность работы пакера. Оптимальные значения коэффициента пакеровки находятся в пределах от 1,10 до 1,12.

Общую продолжительность T цикла работы пластоиспытателя в скважине определяют по допустимому времени безаварийного нахождения инструментов в открытом стволе скважины и по ресурсу работы регистрирующих скважинных приборов (манометр, термометр). Продолжительность безопасного оставления пластоиспытателя в открытом стволе от 30 мин до нескольких часов. При испытании в обсаженном стволе фактор устойчивости стенок скважины отпадает.

Задача правильного распределения времени по периодам открытого притока и восстановления давления представляет определенную трудность, т. к. требует некоторых предварительных сведений о свойствах и насыщении объекта. В связи с этим иногда приходится прово-

дить несколько последовательных испытаний, чтобы лучше приспособиться к режиму притока.

Схему оборудования устья скважины при испытании разрабатывают в зависимости от ожидаемого притока и давления на устье. В простейшем случае, когда нет опасности выброса, сверху к колонне труб подсоединяют ведущую трубу, а трубопровод для удаления поступившего на устье флюида подсоединяют к отводу на стояке или к выкидной линии бурового насоса. При этом используют элементы гидравлической обвязки из комплекта цементирующего агрегата. Если устье скважины оборудовано превентором, он закрывается на колонне труб.

Более удобно использовать на устье контрольную головку-вертлюг с манифольдом. Такая головка-вертлюг облегчает подсоединение устьевых контрольных приборов, отбор проб на устье при испытании, подключение цементирующего агрегата.

Более сложную схему обвязки применяют при испытании пластов с высоким пластовым давлением.

Программу испытания объекта разрабатывают заблаговременно на основании имеющихся исходных данных в зависимости от того, испытывается ли объект в открытом или в обсаженном стволе.

Испытание объекта в открытом стволе включает такие работы, как: подготовка ствола скважины к испытанию, проверка и подготовка комплекта испытательных инструментов, спуск пластоиспытателя в скважину, осуществление мероприятий по обеспечению герметичности колонны труб, оборудование устья скважины, проведение испытания (пакеровка, вызов притока, закрытие запорного поворотного клапана, запись кривой восстановления давления, распакеровка, снятие пластоиспытателя с места), подъем пластоиспытателя, отбор пробы пластового флюида.

Испытание в открытом стволе скважины вызывает временный перерыв в нормальном процессе бурения и прекращение циркуляции промывочной жидкости. В связи с этим скважина должна быть подготовлена к испытанию таким образом, чтобы в течение цикла испытания в ней, несмотря на отсутствие циркуляции, не возникла аварийная ситуация, угрожающая прихватом находящегося в скважине инструмента.

Технологический режим бурения при подходе к исследуемому объекту должен способствовать сохранению номинального диаметра ствола скважины. В последнем рейсе готовят забой для уста-

новки пластоиспытателя. Перед спуском пластоиспытателя проводят ревизию и техобслуживание наземного оборудования, чтобы предупредить поломки и отказы. До спуска необходимо иметь также сведения о плотности бурового раствора в скважине, нагрузке на крюке при спущенной колонне труб, снижении веса на крюке при пакеровке и ряд других сведений.

Спуск пластоиспытателя осуществляют плавно без толчков и рывков. Если при спуске возникают прихваты (посадки) инструмента, необходимо быстро разгрузить инструмент, приподнять его на 1–2 м и освободить для прохождения суженного участка ствола скважины. Длительность посадки не должна превышать 30 с во избежание преждевременного открытия впускного клапана пластоиспытателя. Особую заботу при спуске инструмента надо проявлять об обеспечении герметичности колонны труб. Резьбовые соединения труб должны быть хорошо смазаны и уплотнены пеньковой веревкой. Первые две-три трубы заполняют качественным глинистым раствором, а затем в спускаемую колонну периодически доливают жидкость с тем, чтобы к концу спуска жидкость заполнила колонну до уровня, предусмотренного для создания депрессии на пласт. Герметичность колонны в процессе спуска контролируют по нагрузке на крюке и интенсивности излива раствора из скважины.

После спуска инструмента в скважину верхний конец колонны должен находиться над ротором на высоте 2–3 м. Последнюю трубу, подсоединяемую к колонне, заблаговременно оборудуют отводами. После ее навинчивания на колонну устье оборудуют по принятой схеме.

Перед тем как приступить к пакеровке, измеряют вес подвешенного инструмента на крюке и вычисляют остаточную нагрузку на крюке при пакеровке. Разгружая часть веса колонны труб на забой, создают нагрузку на пакер.

После пакеровки под действием той же нагрузки перепускной клапан закрывается, а впускной открывается. В это время контролируют качество пакеровки по уровню жидкости в стволе скважины: если он сохраняет свое положение, то пакеровка надежная; резкое его снижение свидетельствует об отсутствии изоляции подпакерного пространства от скважины – в этом случае приходится принимать меры для повторной пакеровки.

После открытия впускного клапана в колонну труб начинает поступать пластовый флюид, при интенсивном проявлении пласта на

устье может наблюдаться излив жидкости, залитой в колонну, и даже пластового флюида. О поступлении жидкости в колонну можно судить по вытеснению из нее воздуха. По истечении времени открытого притока вращением ротора закрывают запорный поворотный клапан и в таком состоянии пластоиспытатель оставляют в покое для записи кривой восстановления давления.

Завершив цикл испытания к инструменту прилагают усилие натяжения, на 10–15 %, превышающее первоначальную нагрузку на крюке. Под действием сил растяжения открывается уравнительный клапан, давление в подпакерной зоне резко возрастает до гидростатического в стволе скважины, перепад давления на пакере исчезает и пакер возвращается в исходное положение. В некоторых случаях для снятия пакера приходится прилагать более значительные усилия или принимать дополнительные меры.

После освобождения пакера инструмент поднимают из скважины. При подъеме колонны через каждые две-пять свечей отбирают пробы жидкости на анализ. Если в скважине проявление было интенсивным и колонна труб заполнена пластовым флюидом, его можно вытеснить через циркуляционный клапан в затрубное пространство и пробу отобрать у устья из потока.

Из поднятого на поверхность пластоиспытателя извлекают глубинные манометры и на диаграммах давления делают документальные записи о дате проведения испытания и интервале испытания. Из пробоотборника отбирают пробу пластового флюида и направляют ее в лабораторию на анализ. В лаборатории определяют компонентный состав пробы, физические свойства пробы и компонентов, количество и состав газа в пробе.

В период подготовки скважины к вводу в эксплуатацию и в процессе эксплуатации практикуются и иные способы обработки пласта и повышения его проницаемости: гидроразрыв пород в ПЗП, торпедирование, виброобработка, закачка жидкого азота в пласт перед проведением кислотной обработки, термоакустическое воздействие, стационарный и циклический электропрогрев и др.

Так как при вскрытии скважиной продуктивного пласта, несмотря на принимаемые меры предосторожности, полностью избежать его загрязнения не удастся, разработка рациональной технологии последующей обработки призабойной зоны пласта с целью восстановления и повышения проницаемости породы-коллектора в приствольной части имеет очень большое значение. При разработке тех-

нологии надо правильно выбрать способ обработки, состав применяемых реагентов и определить оптимальную продолжительность воздействия на продуктивный пласт.

3.6. Определение характеристик пласта по диаграмме

Основной документ, получаемый в результате работы пластоиспытателя в скважине, – диаграмма давления глубинного регистрирующего манометра. Обычно в комплект пластоиспытателя включают несколько глубинных манометров. Один из них, называемый трубным, размещают выше запорного поворотного клапана в промежутке между ним и циркуляционным клапаном. Основной манометр (забойный) размещают ниже фильтра за глухим переводником. Для надежности его показания дублируют дополнительным манометром, который помещают либо вместе с основным, либо в фильтре. В некоторых случаях его устанавливают выше безопасного переводника, под гидравлическим испытателем, чтобы в случае необходимости извлечь из скважины после разъединения безопасного переводника.

Полную информацию о надежности пластоиспытателя и работе пласта на разных этапах испытания получают с двух манометров – забойного и трубного.

Забойный манометр регистрирует полную картину изменения давления в стволе скважины против фильтра, в промежутке времени между пакеровкой и снятием пакера забойный манометр фиксирует изменение давления в подпакерной зоне, т. е. на всех этапах испытания пласта. Его показания относят к верхней отметке проницаемой части испытываемого интервала или к глубине установки пакера.

Трубный манометр позволяет контролировать герметичность колонны труб, давление долива в колонну и изменение давления в колонне в период открытого притока. Его показания относят к глубине расположения в стволе скважины забойного штуцера или гидравлического испытателя пластов.

Геликсные манометры имеют несколько иную систему регистрации давления. В них каретка с закрепленным бланком перемещается часовым механизмом с помощью винтовой пары с постоянной скоростью вдоль оси, а перо наносит поперечные метки. Ресурс часового механизма геликсного манометра может достигать до 72 ч.

Тотчас после извлечения из КИИ технолог тщательно проверяет диаграммы давления, записанные глубинными манометрами. Он дол-

жен сделать заключение о качестве испытания, его завершенности и необходимости повторного испытания.

Прежде чем приступить к анализу данных глубинного манометра и расчету по нему характеристик пласта (или исследуемого интервала), проводят предварительную обработку диаграммы и по ней строят развернутый график изменения давления во времени. Для удобства расшифровки диаграмм используют компаратор.

На развернутом графике, построенном по диаграмме давления, записанной забойным манометром, отражаются все этапы и фактические режимы испытания.

В обработке диаграмм давления, записанных глубинными манометрами, практически применяют два метода: обработку диаграмм по экспресс-методу и камеральную обработку.

Экспресс-метод позволяет сразу же после проведения испытаний в полевых условиях оценить наиболее важные гидравлические характеристики исследуемого объекта.

Предварительная оценка результатов испытания экспресс-методом позволяет сделать заключение о полноте полученной информации для характеристики объекта, о промышленной его значимости или необходимости продолжения испытаний. Промышленную значимость исследованного объекта оценивают на основании сопоставления вычисленных характеристик. Если коэффициент гидропроводности не превышает 0,1 и средний коэффициент призабойной закупорки равен примерно 0,5–1,5, то объект может быть отнесен к непродуктивным. Если фактический коэффициент продуктивности не превышает $0,01 \times 10^5 \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сут})$, то при незначительном коэффициенте призабойной закупорки испытанный объект может быть также отнесен к непродуктивным.

Если потенциальный коэффициент продуктивности превышает $0,01 \times 10^5 \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{сут})$ и коэффициент призабойной закупорки выше 1,5, то при благоприятных условиях (наличие признаков нефти или газа) рекомендуется провести повторные испытания.

Окончательные значения гидравлических параметров объекта испытания и его промышленную значимость устанавливают в результате камеральной обработки, которую проводят после завершения испытаний.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатова, А. И. Теория и практика заканчивания скважин / А. И. Булатова. – Москва : Недра, 1997.
2. Минеев, Б. П. Практическое руководство по испытанию скважин / Б. П. Минеев, Н. А. Сидоров. – Москва : Недра, 1981.
3. Соловьев, Е. М. Заканчивание скважин / Е. М. Соловьев. – Москва : Недра, 1979.
4. Подгорнов, В. М. Практикум по заканчиванию скважин : учеб. пособие для вузов / В. М. Подгорнов, И. А. Ведищев. – Москва : Недра, 1985.

Содержание

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1. Крепление скважин | 3 |
| 1.1. Общие сведения..... | 3 |
| 1.2. Компоновка обсадной колонны | 6 |
| 1.3. Подготовительные мероприятия к спуску обсадной колонны. Спуск обсадной колонны | 8 |
| 1.4. Общие сведения о цементировании скважин | 12 |
| 1.5. Осложнения при креплении скважин | 15 |
| 1.6. Факторы, влияющие на качество крепления скважин | 16 |
| 1.7. Технология цементирования | 23 |
| 1.8. Особенности крепления горизонтальных скважин | 29 |
| 1.9. Тампонажные материалы и оборудование для цементирования скважин | 31 |
| 1.10. Оборудование для цементирования скважин | 33 |
| 1.11. Заключительные работы и проверка результатов цементирования | 34 |
| 2. Вскрытие продуктивного пласта..... | 37 |
| 2.1. Обеспечение качества открытого ствола скважины | 39 |
| 2.2. Вскрытие продуктивного пласта бурением | 40 |
| 2.3. Цементирование эксплуатационной колонны | 42 |
| 2.4. Вторичное вскрытие продуктивного пласта | 42 |
| 2.5. Увеличение проницаемости околоскважинной зоны..... | 43 |
| 2.6. Загрязнение продуктивных пластов | 44 |
| 2.7. Мероприятия по предотвращению загрязнения продуктивного пласта..... | 45 |
| 2.8. Методы вскрытия продуктивных горизонтов (пластов) | 47 |
| 2.9. Химический метод борьбы с ухудшением проницаемости призабойной зоны..... | 50 |
| 3. Освоение и испытание продуктивных горизонтов (пластов)..... | 52 |
| 3.1. Опробование и испытание продуктивных горизонтов (пластов) | 52 |
| 3.2. Освоение и испытание продуктивных горизонтов (пластов) после спуска и цементирования эксплуатационной колонны | 54 |
| 3.3. Исследование продуктивных пластов. Задачи и способы исследования | 58 |
| 3.4. Испытатели пластов | 62 |
| 3.5. Технология опробования и испытания объекта..... | 65 |
| 3.6. Определение характеристик пласта по диаграмме..... | 71 |
| Литература | 73 |

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН
Курс лекций
по одноименной дисциплине
для студентов специальности 1-51 02 02
«Разработка и эксплуатация нефтяных
и газовых месторождений»
дневной и заочной форм обучения

Автор-составитель: **Захаров** Андрей Викторович

Редактор *Н. И. Жукова*

Компьютерная верстка *Н. В. Широглазова*

Подписано в печать 23.05.07.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура Таймс.

Цифровая печать. Усл. печ. л. 4,42. Уч. - изд. л. 4,46.

Изд. № 51.

E-mail: ic@gstu.gomel.by

<http://www.gstu.gomel.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:

Издательский центр

учреждения образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0131916 от 30.04.2004 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.

