

На правах рукописи

СУЛТАНОВ ДИНАР РИЗИФОВИЧ

**УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ И
РАЗОБЩЕНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С
СОХРАНЕНИЕМ ИХ ЕСТЕСТВЕННЫХ
ФИЛЬТРАЦИОННО - ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ**

**Специальность 25.00.15 – Технология бурения и освоения
скважин**

АВТОРЕФЕРАТ

**диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Москва 2009

Работа выполнена в лаборатории нелинейных волновых процессов в нефтегазовом комплексе научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН

Научный руководитель:

кандидат технических наук
Кузнецов Роман Юрьевич

Официальные оппоненты:

доктор технических наук
Аржанов Андрей Феликсович

кандидат технических наук
Сонин Валерий Николаевич.

Ведущая организация:

Государственное образовательное
учреждение профессионального
образования – Тюменский
государственный нефтегазовый
университет (ТюмГНГУ).

Защита состоится « 23 » сентября 2009 года в 13 часов 30 мин. на заседании диссертационного совета ДМ 002.263.01 при Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН (НЦ НВМТ РАН) по адресу: г. Москва, 119334, ул. Бардина, д.4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по адресу: г. Москва, 119334, ул. Бардина, д.4.

Автореферат разослан « 15 » августа 2009 года.

Ученый секретарь

диссертационного совета

Аверьянов А.П.

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы.

Нефтегазодобывающая индустрия является ведущей бюджетообразующей отраслью России, определяющей экономическую безопасность и благополучие нашей страны. Поддержание и увеличение достигнутого уровня добычи углеводородов связано, в первую очередь, с качеством работ на этапе геолого-промысловых работ и строительства нефтяных и газовых скважин в различных по сложности геологических, климатических и термодинамических условиях разведки, разбуривания и разработки месторождений, а также с повышением эффективности извлечения запасов нефти и газа.

Опыт строительства и эксплуатации скважин показывает, что их продуктивность, а также эффективность разработки месторождений зависят от успешного решения трех тесно связанных промысловых задач – сохранение природных коллекторских свойств продуктивных пластов, создания герметичной, технически надежной крепи и совершенствования конструкций забоя. Однако современный анализ технологии работ в области заканчивания скважин свидетельствует о недостаточном уровне качества вскрытия и разобщения пластов.

Ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пластов обусловлено проникновением фильтрата и твердой фазы промывочных и тампонажных растворов в приствольную и призабойную зоны нефтегазовых пластов, что ухудшает их коллекторские свойства и снижает потенциальную продуктивность скважин.

Создание в процессе заканчивания скважин долговременной герметичности крепи - одна из ключевых задач сохранения потенциальной продуктивности скважин и эффективной разработки нефтегазовых месторождений, охраны недр и окружающей среды

Немаловажная роль в качественном разобщении принадлежит применяемым конструкциям забоя скважин, технические и эксплуатационные характеристики которых в большинстве случаев не соответствуют возросшим требованиям меняющихся геолого-промысловых условий разработки месторождений в поздней и завершающей стадиях. Формируемая в интервале продуктивных отложений составная крепь (обсадная колонна - цементное кольцо - стенки скважины), как показывает отечественный и зарубежный опыт, не только не обеспечивает герметичности ее элементов (цементного кольца и его контактных зон с обсадными трубами и стенками скважины), но и значительно усложняет в дальнейшем производство ремонтно-изоляционных работ (РИР), обработку призабойной зоны (ОПЗ) и других операций по интенсификации добычи нефти.

Большинство известных и новых разработок по повышению герметичности крепи на длительный период эксплуатации скважин направлены на борьбу с последствиями природного и техногенного характера (снижение водоотдачи тампонажных растворов, создание безусадочного или расширяющегося в условиях скважины цемента и т. д.). Но, как показывает практика, эффективность подобных разработок не высока и носит временный характер, а что еще более важно - применение этих разработок не приводит к устранению самой причины - гидравлической связи комплекса вскрытых бурением проницаемых флюидонасыщенных пластов (в том числе и продуктивной толщи) со стволом скважины как на этапе строительства, так и эксплуатации сооружения. Следствием этой причины под влиянием комплекса геолого-технических факторов являются нарушения технологических процессов спуска и цементирования эксплуатационных колонн, ухудшения коллекторских свойств продуктивных пластов, герметичности разобщения пластов, снижение долговечности крепи и т. д.

Поэтому проблема сохранения фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при первичном вскрытии и, особенно, герметизация заколонного пространства эксплуатационных скважин актуальна, а ее решение весьма перспективно.

Цель работы. Достижение максимально возможного извлечения углеводородов при сохранении естественных фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов, разработкой и усовершенствованием технологий первичного их вскрытия и разобщения

Основные задачи исследований

1. Анализ состояния проблемы нарушения естественных фильтрационно-емкостных свойств проницаемых горизонтов при первичном вскрытии и их разобщении.
2. Исследование управляемой кольматации как пути сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств пластов.
3. Обоснование возможности управления физико-химическими процессами, происходящими при твердении тампонажных растворов в заколонном пространстве.
4. Разработка технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии с обратной промывкой в условиях низких пластовых давлений, обеспечивающей сохранение их естественных фильтрационно-емкостных характеристик.

Научная новизна

1. Разработана научно обоснованная технология первичного вскрытия продуктивного пласта без нарушения его естественных фильтрационно-

емкостных свойств, заключающаяся в: бурении основного ствола скважины до его кровли; спуске и креплении обсадной колонны с использованием эффекта «активации» цементного раствора во время его приготовления и в период превращения его в камень в затрубном пространстве, последующем вскрытии продуктивных пластов при регулируемой депрессии с обратной промывкой, способом «открытый забой» практически в любых геолого-технических условиях.

2. Теоретически обоснован способ управляемой кольматации проницаемых пластов генераторами струйно-волнового типа, реализующими эффекты теории нелинейных колебаний (группирование частиц в волновом поле, их диспергирование в резонансном режиме, управляемая коагуляция) с разработкой энергосберегающей технологии сохранения естественных фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных горизонтов.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы и основные положения докладывались на: международной научно-практической конференции «Ашировские чтения 15-17 Октября 2008» (Самарский ГТУ), международном научно-практическом семинаре «Повышение нефтеотдачи пластов и капитальный ремонт скважин» (Октябрь 2008, СамГТУ), научно-технической конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» (23 октября 2008г, г.Уфа), научно-практической конференции "Современные тенденции в научных инновациях нефтегазодобычи и информационных технологиях"(25 апреля 2009 г, г. Тюмень), ежегодных обсуждениях в НЦ НВМТ РАН.

Практическая ценность. Разработанная технология вскрытия продуктивных пластов на депрессии с обратной промывкой позволяет обеспечить максимально возможную производительность скважин на месторождениях с пластовым давлением ниже гидростатического и в продуктивных горизонтах с низкой проницаемостью.

Публикации. Основные научные положения и результаты диссертационной работы освещены в 10-ти печатных работах, в том числе 4-х статьях в журналах, рекомендованных ВАК и 6 тезисах докладов.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и основных выводов; изложена на 250 страницах машинописного текста и содержит 50 рисунков, 12 таблиц и список литературы из 674 наименований.

Содержание работы

Во введении обоснована актуальность темы исследований, поставлена цель и определены основные задачи диссертационной работы, сформулированы научная новизна и практическая ценность.

В первом разделе, на основании исследований отечественных и зарубежных ученых, приведен критический анализ состояния проблемы нарушения естественных фильтрационно-емкостных свойств проницаемых горизонтов при первичном вскрытии, а также проблемы их разобщения.

Многочисленные результаты промысловых и лабораторных исследований, полученные как у нас в стране, так и за рубежом, свидетельствуют о том, что нарушение естественного равновесия процессов в пласте при воздействии практически всех технологических растворов приводит к снижению проницаемости околоскважинной зоны в пределах величины их проникновения. Различают ряд факторов, поясняющих суть данного явления, степень воздействия которых на состояние призабойной зоны при вскрытии пласта различна и зависит от физико-химических свойств бурового раствора и пластовой жидкости, перепада давления и времени взаимодействия в системе "скважина-пласт", коллекторских свойств продуктивного пласта, а также от степени неоднородности (литологического строения) пород пласта.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов на разведочных и эксплуатационных площадях, систематические исследования влияния различных промывочных жидкостей на проницаемость пористой среды, а также исследования, проведенные в этой области за рубежом, позволяют сделать вполне определенный вывод о том, что большинство продуктивных пластов вскрывается со значительными их повреждениями.

Фильтрационные свойства призабойной зоны пласта в значительной мере ухудшаются также в процессе цементирования эксплуатационных колонн. Нередко происходит гидроразрыв пласта и высокопроницаемые его зоны оказываются заполненными цементным раствором.

В работе подробно рассмотрены механизмы изменения фильтрационно-емкостных свойств проницаемых пластов.

Как показывает практика, многообразие геологических, технических, физических и других особенностей бурения скважин не позволяет в настоящее время создать такой универсальный метод вскрытия продуктивных пластов, который позволил бы максимально сохранить естественную проницаемость горных пород, слагающих призабойную зону. Поэтому совершенствование вскрытия продуктивных пластов ведется несколькими путями, а именно:

- изыскание новых видов химических реагентов для обработки буровых растворов и специальных добавок и технологий для временного закупоривания поровых каналов в пласте;

- получение буровых растворов, жидкая фаза которых по своим свойствам была бы однородна с пластовыми флюидами;
- разработка методов вскрытия продуктивных горизонтов на равновесии и депрессии для сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств.

В работе особое внимание уделено третьему направлению, которое ведет к устранению самой причины загрязнения пласта, а именно не допущение гидравлической связи проницаемых пластов в скважине методами искусственной кольтматации.

Теоретические исследования и практический опыт применения различных методов кольтматации показывает, что наиболее целесообразным и эффективным является волновая кольтматация, которая позволяет получить кольтматационный экран с требуемыми параметрами практически в любых условиях, что не позволяли сделать другие методы.

Рассматривая вопросы надежного разобщения пластов, которые занимают особое место при строительстве скважин, сделан акцент на то, что при этом неизменным условием является герметизация заколонного пространства, предупреждающая фильтрацию пластового флюида по нему на протяжении всего срока службы скважины.

Изучению некачественного цементирования скважин, физической сущности явлений, происходящих при этом, техническим и технологическим мероприятиям, направленным на решение этих проблем посвящены работы Агзамова Ф.А., Абдинова М.А., Амиян Б.М., Булатова А.И., Гайворонского А.А., Кошелева А.Т., Кузнецова Ю.С., Крылова В.И., Мавлютова М.Р., Овчинникова В.П., Полякова В.Н. Соловьева Е.М. и многих других

Полученные результаты позволили классифицировать факторы, приводящие к различного рода проявлениям.

Как показывают экспериментальные исследования и расчеты, если структура порового пространства тампонажного раствора не нарушается в период превращения его в камень, то такой камень практически непроницаем для пластового флюида, что становится возможным при удалении фильтрационной корки в период бурения или подготовки ствола скважины к цементированию, например, при помощи волнового воздействия, с последующей кольтматацией проницаемых пластов и созданием непроницаемого экрана для недопущения взаимодействия разнотопорных флюидонасыщенных пластов по открытому стволу скважины.

Второй раздел посвящен рассмотрению управляемой кольтматации как реального пути сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств пластов, теоретическим и экспериментальным исследованиям данного процесса, а также анализу способов кольтматации.

Исследованию влияния кольтматации призабойной зоны и ее роли при вскрытии продуктивных пластов посвящены работы академика РАН Р.Ф.

Ганиева, докторов наук Ф.А. Агзамова, М.Н. Байракова, В.П. Белова, И.Г. Гильманшина, Р.Р. Гилязетдинова, К.Ф. Жигача, Н.И. Крысина, Ю.С. Кузнецова, Б.М. Курочкина, Р.Р. Лукманова, М.Р. Мавлютова, У.Д. Мамаджансва, Р.М. Нургалеева, Г.Т. Овнатанова, А.Р. Оружева, В.П. Овчинникова, К.Ф. Пауса, А.С. Пестрикова, В.Н. Полякова, Р.Х. Санникова, С.В. Соломенникова, А.К. Степанянца, В.Д. Тура, Е.М. Уса, Г.В. Хаирова, М.И. Ходжаева, Р.С. Яремейчука и других исследователей.

Способность частиц проникать или удерживаться в порах коллектора в результате адсорбционного взаимодействия, коагуляции и структурирования самих частиц зависит от состава, физико-химических свойств частиц и кольтатируемого пласта. Поверхностные взаимодействия в процессе кольтатации выражаются в адсорбции частиц твердой фазы на поверхности зерен фильтра, а также в коагуляции частиц суспензии между собой. В результате в порах коллектора задерживаются частицы глинистой суспензии во много раз более мелкие, чем поры. Характер кольтатации определяется концентрацией суспензии, скоростью и давлением фильтрационного потока, особенностями состава кольтатируемого пласта и суспензии кольтатанта. Мы полагаем, что кольтатация может сыграть положительную роль не только в сохранении естественных фильтрационно-емкостных свойств пластов, но и в сохранении устойчивости горных пород именно за счет уменьшения фильтрации жидкости в пласты.

Кольтатационный экран упрочняет горный массив и предотвращает проникновение фильтрата бурового раствора, а после цементирования обсадных колонн он защищает цементный камень от воздействия агрессивных пластовых флюидов.

Известно, что в глинистых растворах частицы обладают способностью образовывать коагуляционные контакты между собой. В поровых каналах коагуляция данной системы может существенно снизить проницаемость пласта. Данный процесс определяется соотношениями Ван-дер-Ваальсовых сил, электростатическими силами отталкивания, а также свойствами дисперсионной среды. Поэтому искусственное воздействие на эти составляющие, определяющие устойчивость системы, может привести к интенсификации процесса коагуляции как частиц между собой, так и усилению взаимодействия между частицами и поверхностью пор.

Основной задачей управления процессом кольтатации является получение прочного и малопроницаемого экрана при небольшой глубине проникновения частиц. Управлять процессом кольтатации можно, меняя свойства жидкой фазы, свойства поверхности кольтатанта и пор, размер частиц, частоту воздействия, давление, скорость и направление потока кольтатирующей суспензии, концентрацию твердых частиц.

Общая картина поведения частиц дисперсной фазы при волновом воздействии может быть представлена следующим образом.

Твердые частицы, собственная частота колебаний которых превышает или равна частоте колебаний волнового поля, под воздействием последнего будут проталкиваться в пористую среду при общем направлении движения твердых частиц из скважины в пласт.

Частицы, собственная частота колебаний которых ниже частоты колебаний волнового поля, под воздействием волнового поля будут отталкиваться от стенки скважины, препятствуя, таким образом, образованию глинистой корки на стенке скважины и созданию помех (препятствий) на пути движения более мелких частиц в пористую среду.

Таким образом, изменяя частоту колебаний волнового поля, можно оказывать воздействие на твердые частицы различного размера и плотности для эффективной кольтматации.

На основе теоретических исследований движения частиц в волновом поле сотрудниками научной школы, под руководством академика Ганиева Р.Ф., предложено использование явления группирования частиц в волновом поле в процессах кольтматации.

Рассмотренные теоретические представления о волновых механизмах движений и явлениях группирования твердых частиц в волновом поле позволяют объяснить факт быстрого формирования практически непроницаемого кольтматационного экрана в проницаемых породах в сравнении с другими способами кольтматации, например, высоконапорными струями, а также наметить стратегию управления толщиной и прочностью кольтматационного экрана.

Для изучения влияния волнового поля на изменение коллекторских свойств пористых сред проведены были экспериментальные исследования процессов кольтматации на экспериментальной установке, разработанной в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Экспериментальная установка включала в себе гидродинамический волновой излучатель с диапазоном частот $2 \cdot 10^2 - 16 \cdot 10^3$ Гц, амплитуды давления 0,01–2,00 МПа при расходе жидкости $5 \cdot 10^{-3} - 20 \cdot 10^{-3}$ м³/с и имела следующие параметры:

- проницаемость искусственных кернов 0,02–2,00 мкм²;
- перепад давления между скважиной и пластом до 4,5,0 МПа;
- расход промывочного агента (глинистый раствор и техническая вода) до $18 \cdot 10^{-3}$ м³/с.

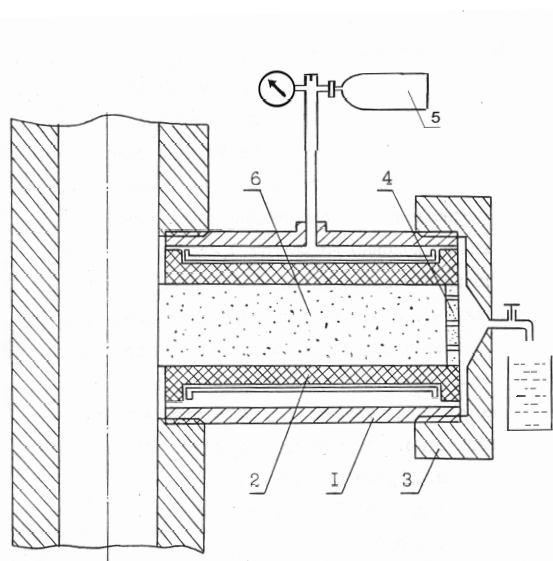


Рисунок 1 – Кернодержатель

Кроме того, экспериментальная установка включала в себя комплекс контрольно-измерительной аппаратуры для регистрации и контроля параметров при проведении экспериментов. Экспериментальная установка представляет собой стенд, состоящий из основных узлов:

- гидродинамических волновых излучателей;
- модели проницаемого участка ствола скважины;
- насосной группы с обвязкой;
- контрольно-измерительных приборов и аппаратуры.

В качестве модели проницаемого участка ствола скважины на экспериментальной установке служит кернодержатель с керном из искусственного песчаника.

Модель участка ствола скважины представляла собой две вертикальные колонны, выполненные из обсадных труб диаметром 0,275 м и 0,146 м, во внутрь которых на насосно-компрессорных трубах (НКТ) спускались гидродинамические генераторы. Вертикальная колонна с диаметром 0,275 м и моделировала необсаженную часть забоя скважины. Другая колонна с диаметром 0,146 м моделировала обсаженную часть забоя.

При работе гидродинамического волнового излучателя создаются колебания давления, которые воздействуют на пористую породу (6), помещенную в кернодержатель(1). Кернодержатель состоит из цилиндрического корпуса (1), в который вставляется исследуемый образец породы в резиновой манжете (2). Кернодержатель с одной стороны вворачивается в колонну, с другой - зажимается гайкой (3). На выходном конце установлен демпфер (4) для гашения отраженных волн. Гидрообжим образца осуществляется воздухом через манжету.

Для измерения амплитуды и частоты импульсов давления использовались осциллографы. Измерения параметров глинистых растворов проводились стандартными приборами.

Экспериментальная установка позволила изучить процессы фильтрации и коьматации на кернах из искусственного песчаника и на естественных кернах различной проницаемости в статических, динамических, а также в условиях волнового воздействия при различных гидростатических давлениях.

Процесс фильтрации промывочной жидкости и оценка эффекта коьматации пористой среды при волновом воздействии пульсирующего потока определяется количеством фильтрата и скоростью фильтрации, а также степенью коьматации. Оценка эффекта коьматации при волновом воздействии оценивается остаточной проницаемостью пористой среды.

В опытах были использованы как цилиндрические искусственные цементированные образцы, так и естественные образцы керна диаметром 28 мм, длиной 0,060 м, проницаемостью 0,025–0,8 мкм² и пористостью 5–20 %.

При работе гидродинамического волнового излучателя, помещенного внутрь колонны на уровне кернодержателя, создаются гидравлические

колебания давления заданной частоты и амплитуды, которые воздействуют на торец керна.

Опыты показали, что объем и скорость выделившегося фильтрата существенно зависят от режима воздействия на кольматирующую жидкость

В волновом поле, с интенсивностью излучения $2,1 \cdot 10^3$ Вт/см², объем выделившегося фильтрата через исследуемые образцы кернов намного меньше, чем в статических условиях и динамическом воздействии, при этом весь фильтрат выделяется в первые несколько секунд (1–5 с). Например, через 5 секунды объем фильтрата, проникшего в пористую среду, проницаемостью 0,13–0,20 мкм², в статических условиях составил $2,2 \cdot 10^{-4}$ см³/см², в стационарном потоке – $6,5 \cdot 10^{-4}$ см³/см², тогда как в волновом поле данная величина составила 0,24 см³/см². Через 10 мин суммарный объем выделившегося фильтрата составил 0,12; 0,16; 0,21 см³/см² и через 60 мин 0,6; 1,0; 0,24 см³/см², соответственно.

В волновом поле 93–97 % степень кольматации достигается в течение 3–5 с воздействия, при стационарном потоке 70–85 % степени кольматации исследуемых образцов кернов достигается за 60 мин, а в статических условиях за 60 мин – только 55–75 % степени кольматации.

В статических условиях и стационарном потоке на исследуемой поверхности образца керна присутствует глинистая корка, а при волновом воздействии корка отсутствует.

Эксперименты показали, что процессом кольматации можно управлять, изменяя следующие параметры: температуру среды, содержание твердой фазы, подводимую энергию. Последний параметр (совместно с частотной характеристикой) характеризует работу волнового устройства, эксперименты показали, что для эффективной кольматации в исследуемом диапазоне при проницаемости пористой среды 0,03–0,80 мкм², плотности промывочной жидкости 1050–1200 кг/м³ и ее температуре 20–50 °С необходимо иметь излучатель с интенсивностью 400–8000 Вт/м².

Практическим выходом исследований является выбор интенсивности и частотно-волновых характеристик излучателя с учетом концентраций твердой фазы промывочной жидкости, температуры среды и величины гидродинамического давления.

Поскольку время воздействия ограничивается несколькими секундами, то целесообразно совместить работу волнового излучателя с процессом бурения.

Волновая обработка сохраняет преимущества струйной обработки – простота, надежность, при этом добавляются – повышенная герметичность и прочность низкопроницаемого (непроницаемого) экрана в скелете породы, возможность обработки слабосцементированных, малопрочных пород, – и появляется возможность регулирования параметров волновой обработки (уровня энергии волнового поля, амплитудно-частотной характеристики и др.) в тесной связи со свойствами (размерами пор и каналов) пористой среды и

твердых частиц бурового раствора, т.е. параметры волновой обработки можно связать с конкретными геологическими условиями проводки скважины.

Волновая обработка стенок скважины в процессе бурения позволяет: изменять физико-механические свойства горных пород, слагающих разрез скважины в пристенной зоне; существенно снизить проницаемость пористых сред; увеличить прочность и устойчивость пород; снизить толщину и увеличить прочность глинистой корки на стенках скважины.

Подбирая соответствующие кольматанты (графит, мел и т.п.), возможно изменять и фильность пород.

Третий раздел посвящен описанию физико-химических процессов, происходящих при твердении тампонажных растворов, возможности управления этими процессами с целью повышения качества крепления скважин.

Несмотря на все разнообразие вяжущих веществ, служащих основой для получения тампонажных дисперсий, процесс превращения их из вязко-пластичного в камневидное состояние всегда включает образование специфических аквакомплексов — гидратных фаз, их частичную или полную кристаллизацию и вхождение в пространственную структуру твердеющего материала, постепенно приобретающего высокую механическую прочность. Указанный процесс представляет собой совокупность ряда сложных химических, физико-химических и физических явлений.

Работы по этой проблеме проводились по четырем основным направлениям: изучение фазового и химического состава, твердеющих дисперсий вяжущих и влияния на него наполнителей, органических и неорганических добавок, температуры и давления; исследование элементарных актов образования гидратов, кинетики и химии гидратации; развитие представлений о природе сил, обуславливающих межчастичное взаимодействие новообразований и структурно-механические свойства твердеющей системы; близки к этому направлению исследования микроструктуры камня и математического описания ее моделей.

При использовании тампонажных цементов для целей разобщения пластов и создания герметичного заколонного пространства следует учитывать тот факт, что при соединении тонкодисперсного клинкера с водой необходимо создавать тампонажный раствор с повышенным водосодержанием для обеспечения «прокачиваемости» его через обсадные трубы в заколонное пространство и подъема на заданную высоту. Повышенное водосодержание приводит к большой, нерегулируемой водоотдаче в проницаемые породы. А так как весь объем тампонажного раствора проходит через продуктивный пласт, в него отфильтровывается большое количество жидкости затворения. Это приводит к дополнительному загрязнению продуктивной зоны, что рассмотрено отдельно.

Механизм воздействия фильтрата цементного раствора на пласт-коллектор во многом аналогичен воздействию фильтрата промывочных жидкостей. Отличие состоит в том, что фильтрат цементного раствора содержит большое количество $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Кроме того, с жидкой фазой в пласты, сложенные из трещиноватых и порово-трещиноватых пород, фильтруются продукты гидратации цемента и даже частицы твердой фазы, которые при определенных условиях могут образовать в порах пласта конгломераты, оказывающие дополнительное колюматизирующее воздействие на поры пласта.

Хотя время контакта тампонажного раствора с продуктивным пластом значительно меньше, чем у промывочной жидкости, но значительно более высокая водоотдача цементных растворов приводит к существенному загрязнению пристволенной зоны.

Из изложенного в разделе 2 видно, что колюматация поровых каналов приводит к снижению проницаемости пластов. Это позволит при цементировании предотвратить обезвоживание и преждевременное загустевание цементного раствора и предотвратить уход в пласт продуктов гидратации цемента. К тому же удаленная глинистая корка не намывается вновь, т.к. отсутствует фильтрация.

При этом созданный колюматационный экран исключит гидродинамическое взаимодействие проницаемых пластов, что является одной из основных причин некачественного крепления скважин, и позволит получить более высокое качество герметизации заколонного пространства скважины.

Анализируя выше сказанное, так же как и в случае первичного вскрытия пласта, можно сказать, что нерегулируемое гидравлическое, физическое и химическое взаимодействие пласта и скважины является основной причиной повреждения продуктивной толщи в процессе цементирования.

Далее рассмотрены процессы твердения тампонажных суспензий с точки зрения управления этими процессами.

Тампонажные материалы на основе минеральных вяжущих по своей природе и технологическим особенностям их применения не могут сами по себе обеспечить абсолютно надежного разобщения пластов нефтяных и газовых скважин, в виду ряда факторов: во-первых, большое водосодержание, вызванное технологической необходимостью обеспечения их прокачиваемости, приводящее к таким нежелательным явлениям, как седиментационная неустойчивость и расслоение тампонажного раствора, ведущим в последующем к ухудшению структуры порового пространства, снижению прочности и повышению проницаемости тампонажного камня; во-вторых, это внутренние напряжения, возникающие в твердеющем цементном камне, и контракционные явления, о которых говорилось выше и, наконец, это так называемое «зависание» тампонажного раствора, приводящее к снижению давления на флюидосодержащие пласты и влекущее за собой проникновение флюидов в

твердеющей тампонажный раствор и т.д. Поэтому необходим набор технических средств и технологических приемов, позволяющих устранять, либо резко уменьшать отрицательное влияние названных факторов и процессов. Необходимо направленно вмешиваться в естественно протекающие процессы гидратации и твердения тампонажного раствора (камня) в начальной стадии твердения, в так называемое время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

Рассмотрены результаты экспериментальных исследований влияния волнового воздействия на основные физико-механические свойства цементного раствора (камня), проведенных совместно с Кузнецовым Р.Ю.

Исследования проводились на экспериментальной установке с целью определения влияния волнового воздействия на физико-химические и реологические свойства относительно жидких цементных растворов и на сцепление сформированного камня с флюидонасыщенной горной породой. При решении поставленной задачи нахождения оптимального сочетания амплитудно-частотных характеристик волнового поля и скорости движения цементного раствора из условия сцепления цементного камня с породой, при наличии на последней глинистой корки необходимо было найти такое соотношение параметров процесса, которое бы наилучшим образом удовлетворяло с точки зрения получения хорошей связи цементного камня с породой.

Экспериментально установлено, что оптимальным является время начала активации в пределах 60÷120 минут от времени затворения.

Проведенные исследования в области изменения: скорости от 0,6 м/с до 3,0 м/с., интенсивности – J волнового поля в гидродинамических колебаний - от 30 до 200 МПа/с, амплитуды - 0,8...1,2 МПа, частоты - от 31 до 175 Гц, - приведены на рисунке 2.

Анализируя ход кривых 1 и 2 на рисунке 2, можно сделать заключение, что при равных скоростях прокачивания сцепление увеличивается при повышении интенсивности волнового поля. В условиях опыта сцепление не может быть выше $\tau > 5,5$ МПа, что объясняется механической прочностью образцов искусственного песчаника.

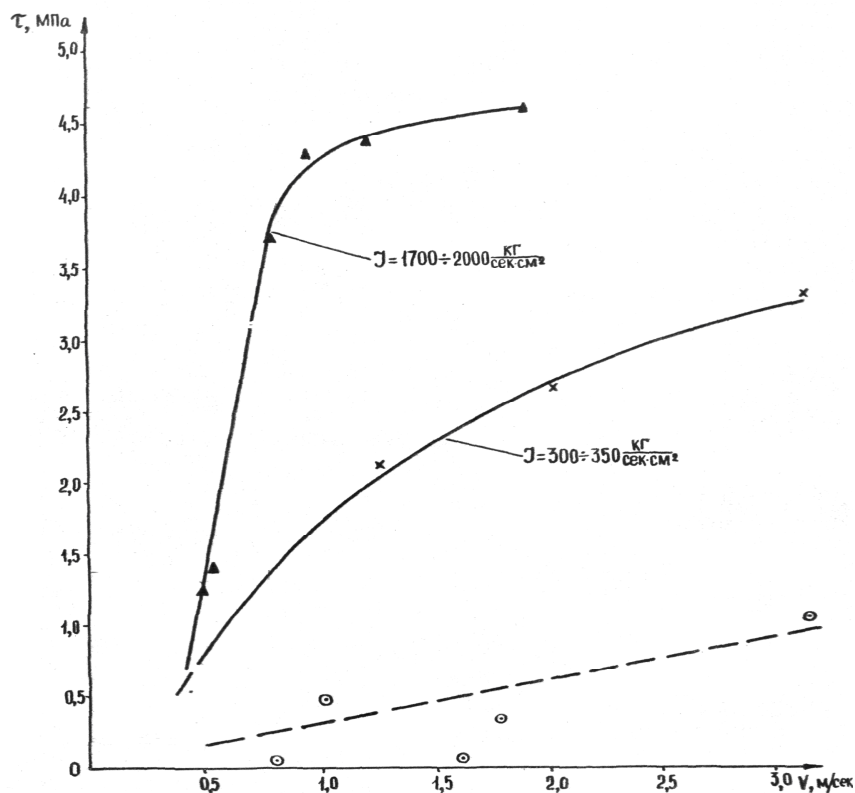


Рисунок 2 – Зависимость $\tau = f(V)$ при различных уровнях интенсивности волнового поля.

Оптимальный режим волнового воздействия на сцепление цементного камня с породой определяли по полученному уравнению регрессии:

$$y = 35,75 + 5,1 \cdot x_1 + 2,8 \cdot x_2 ,$$

максимальное сцепление цементного камня с породой получено при скорости потока 1,5 м/с и частоте 183 Гц. Необходимо отметить, что в области изменения скорости от 0,1 до 1,2 м/с при интенсивности 170,0-200,0 МПа/с (рис.2) сцепление цементного камня с породой находится в пределах изменения τ от 4,2 до 4,4 МПа, что должно обеспечить качественное разобщение горизонтов по затрубному пространству. Поэтому с учетом того, что обеспечение высоких скоростей ($v > 1,2$ м/с) прокачивания цементных растворов в пространстве между обсадной колонной и стенкой скважины сопряжено с большими трудностями, рекомендуется следующая область взаимодействия скорости потока и интенсивности колебаний:

$$v = 1,0 \div 1,2 \text{ м/с}, J = 130,0 \div 200,0 \text{ МПа/с}.$$

Интенсивность колебаний этого диапазона в условиях опыта достигалась изменением частоты колебаний от 127 до 175 Гц при практически постоянной амплитуде $A = 1,0 - 1,2$ МПа. Возможны другие сочетания амплитуды и частоты в пределах изученных интенсивностей вибрационного поля для достижения таких же эффектов. Важно, чтобы их произведение было близко к значению $J = 200,0$ МПа/с.

Силы гравитации могут играть определенную роль при прокачивании цементного раствора с невысокими скоростями без воздействия волнового поля в наклонных скважинах, в волновом поле этот эффект почти не сказывается.

Такие недостатки применяемых тампонажных материалов на минеральной основе, как седиментационная неустойчивость и контракция предопределяют обязательное вмешательство в процессы структурообразования. Особенно важно не допустить нежелательных явлений в период оставления тампонажного раствора за колонной в покое, в так называемый период ожидания затвердения цемента (ОЗЦ). При неизбежном процессе «зависания» твердеющей смеси создаются предпосылки для резкого ухудшения условий превращения тампонажного раствора в камень, особенно против флюидосодержащих проницаемых горизонтов, за счет смешения флюида пласта с тампонажным раствором.

С целью снижения отрицательного влияния этих факторов Ю.С. Кузнецовым, Хаировым Г.Б. разработан и испытан в промысловых условиях метод активации тампонажного раствора в период ОЗЦ при помощи электрогидравлического волнового генератора, спускаемого в скважину на каротажном кабеле.

На модели скважины были проведены экспериментальные исследования влияния волнового воздействия на скорость гидратации тампонажного раствора и процесс зависания его в затрубном пространстве, на его прочность, проницаемость и прочность цементного камня. Поскольку изучалась качественная картина изменения свойств тампонажного материала под воздействием колебаний, передаваемых тампонажному раствору от источника электрогидравлических импульсов через обсадную колонну, то было сделано следующее допущение, - в процессе электрогидравлического разряда генерируется целый спектр колебаний с различной частотой и амплитудой. Наиболее быстро затухают высокочастотные колебания и, поэтому, определяющими будут низкочастотные колебания с большой амплитудой, которые несут большую часть энергии разряда.

Для проверки этих предположений были сравнены влияние волнового воздействия электрогидравлическими разрядами в модели обсадной колонны с последующей передачей энергии колебания на стеклянную трубку, с непосредственно механическими колебаниями различной частоты и амплитуды, создаваемыми при помощи специального вибратора. В результате экспериментов было показано, что качественные закономерности процесса снижения давления остаются одинаковыми как при волновой обработке тампонажного раствора электрогидравлическим разрядом в обсадной колонне, так и при помощи механического воздействия на трубу. С целью выявления влияния волнового воздействия в период ОЗЦ на процессы зависания тампонажных растворов были проведены исследования, результаты которых показаны на рисунке 3.

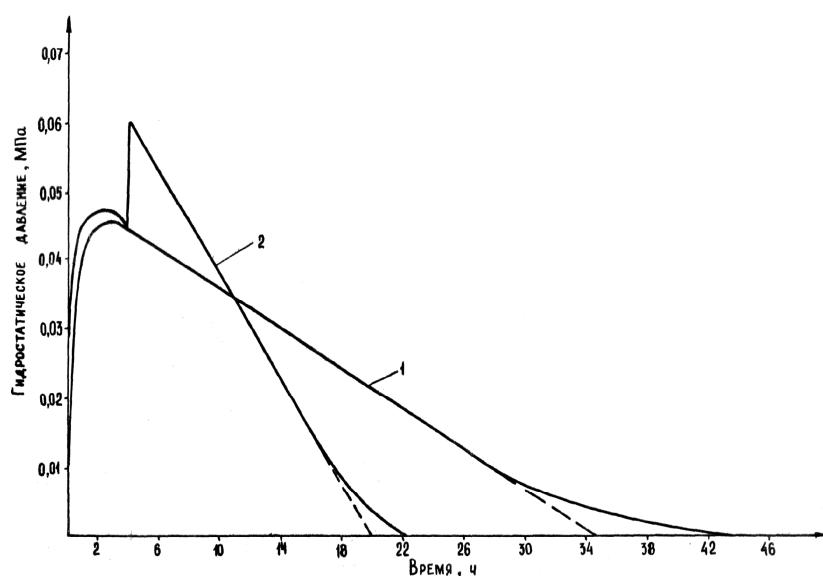


Рисунок 3 – Влияние волнового воздействия на структурообразование цементного раствора
1-без волнового воздействия
2- при воздействии

Как видно из рисунка 3, цементный раствор стал «зависать» (кривая 1). Гидростатическое давление столба цементного раствора составило 0,046...0,047 МПа при расчетном 0,062 МПа. При наложении в течение 5 минут волнового воздействия к трубке через 4 часа после затворения гидростатическое давление резко возросло и стало равно расчетному (0,062 МПа), при этом скорость процесса структурообразования резко возросла (кривая 2). При проведении исследования на трубках со специальными сужениями было видно, что цементный раствор в местах сужений зависает с образованием под ним водяного пояса высотой от 10 до 20 мм. При наложении волнового воздействия с теми же параметрами водяные пояса исчезают снизу вверх (генератор был подведен снизу трубки). Следовательно, обработка тампонажного материала в начальный период его твердения не только ускоряет процесс структурообразования с получением прочного непроницаемого цементного камня, но и устраняет «зависание» его в ранний период твердения, предупреждает образование водяных поясов в столбе тампонажного раствора, что, в свою очередь, должно способствовать качественному разобщению пластов.

Технологию волнового воздействия на твердеющий в заколонном пространстве тампонажный раствор мы рекомендуем для газовых скважин, либо в случаях когда в процессе бурения и подготовки ствола нефтедобывающих или нагнетательных скважин не удалось сформировать кольтматационный экран с необходимыми изоляционными характеристиками.

В четвертом разделе приведена усовершенствованная технология вскрытия продуктивных пластов на депрессии с обратной промывкой в условиях низких пластовых давлений.

Разработка технологий вскрытия продуктивных горизонтов без избыточного давления на пласт является одним из перспективных направлений в сохранении фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта.

Именно в рамках этого направления нами предложена усовершенствованная технология (патент № 2133813) вскрытия пластов с местной циркуляцией с пониженным статическим давлением столба жидкости, позволяющая сохранить коллекторские свойства пласта, так как при вскрытии соблюдается условие $P_{скв} < P_{пл}$.

Для обеспечения предлагаемой технологии необходимо следующее оборудование:

▪ «Инструмент бурения скважины на неуравновешенных столбах жидкости» БНСЖ (рис 4), который состоит из:

- специальных верхнего и нижнего переводников;
- фильтра;
- внутренних трубок(НКТ);
- внутренняя трубка с козырьком.
- бурильных труб;

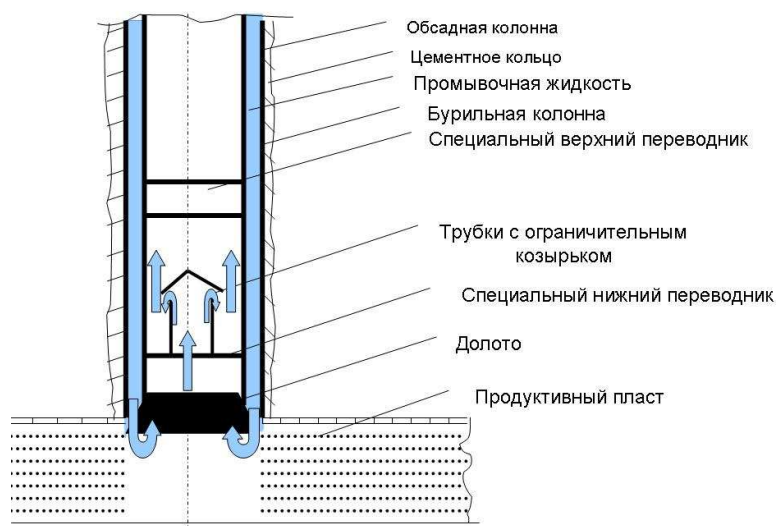


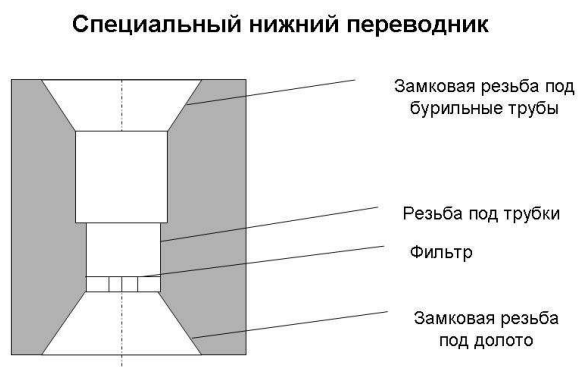
Рисунок 4 - Принципиальная схема вскрытия продуктивных пластов с обратной промывкой на депрессии

▪Наземное компрессорное оборудование, состоящее из:

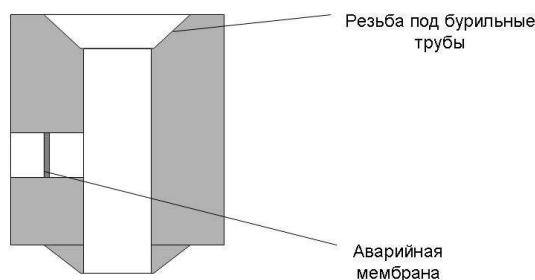
- компрессора (УКП-80),
- дрессельного устройства для управляемого выхода воздуха из колонны бурильных труб ,
- специального переходного устройства, позволяющего мгновенно перейти от компрессорной линии к линии бурового насоса. (рис. 4)

▪Уровнемер

К технологическому процессу предъявляются определенные ограничения:



Специальный верхний переводник



1. При вскрытии продуктивного пласта величина перепада давления (депрессии) между пластом и забоем скважины не должна превышать критической величины: под критической величиной депрессии следует понимать перепад давления, при котором может произойти ухудшение естественных фильтрационно-емкостных свойств коллектора, его разрушение, интенсивный

приток в скважину посторонних флюидов из выше или ниже лежащих объектов. В Правилах безопасности в нефтяной и газовой промышленности, утвержденных постановлением Госгортехнадзора России № 24 от 9.04.1998 г., разрешается проведение буровых работ с регулированием дифференциального давления в системе скважина – пласт. Допустимая депрессия на стенки скважины при бурении не должна превышать 10–15 % эффективных скелетных напряжений (разность между горным и поровым давлением пород).

$$\Delta p = 0,1 \div 0,15(p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$$

Таблица 1 - Изменение допустимой депрессии $\Delta p_{\text{деп}} = 0,1 (p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, МПа, на пласты горных пород в зависимости от глубины и пластового давления

Глубина, м	Средняя плотность массива горных пород $\rho_{\text{гор}}$, МПа	Горное давление $p_{\text{гор}}$, МПа	$\Delta p_{\text{деп}} = 0,1 (p_{\text{гор}} - p_{\text{пл}})$, МПа, при различных $k_a = p_{\text{пл}}/p_{\text{гст}}$				
			0,25	0,5	1,0	1,5	2,0
500	1670	8,2	0,70	0,57	0,33	0,08	–
1000	1700	16,7	1,4	1,2	0,7	0,2	–
1500	1750	25,8	2,2	1,8	1,1	0,4	–
2000	1820	35,7	3,1	2,6	1,6	0,6	–
2500	1900	46,6	4,0	3,4	2,2	1,0	–
3000	2000	58,9	5,2	4,4	2,9	1,5	0,01
3500	2150	73,8	6,5	5,7	4,0	2,2	0,5
4000	2300	90,3	8,0	7,1	5,1	3,1	1,2
4500	2400	105,9	9,5	8,4	6,2	4,0	1,8

Данная таблица удовлетворяет требованиям Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности/ РД 08-200–98 Госгортехнадзора России по выбору допустимого значения депрессии на стенки ствола скважины при бурении в устойчивых горных породах. При других горно-геологических условиях следует существенно корректировать это значение по критериям устойчивости коллектора, протяженности необсаженной части ствола скважины и углу его наклона, типу насыщающего пласт флюида, коэффициенту продуктивности и др

2. Применяемый буровой раствор для вскрытия продуктивного пласта на депрессии должен обладать как можно более близкими к воде реологическими параметрами, при этом желательно $\eta \leq 18 \text{ мПа} \cdot \text{с}$, $\tau_0 \leq 17 \text{ дПа}$, $\rho < 1200 \text{ кг/м}^3$. Механическая скорость бурения подбирается в зависимости от применяемых долот, но не должна превышать 8 м/ч .

3. Технология не применима при вскрытии залежей с газовой шапкой и с АВПД.

Наиболее подходящие объекты для данной технологии - плохопроницаемые устойчивые коллекторы с низкими пластовыми давлениями.

4. Основной ствол скважины до кровли продуктивного пласта должен после крепления являться герметичным: для чего рекомендуется: перед спуском обсадной колонны обработать стенки скважины волновым генератором-кольмататором, разработанным НЦ НВМТ РАН, в технологическую схему приготовления цементного раствора включить устройство волновой активации – проточный волновой генератор, разработанный НЦ НВМТ РАН, во время нахождения цементного раствора за колонной в период ОЗЦ воздействовать на него волновыми полями, генерируемыми электрогидравлическими излучателями

5. Желательно (но не обязательно) спускать колонну до кровли продуктивного пласта на размер больше чем при типовом проекте (168 или 178 мм)

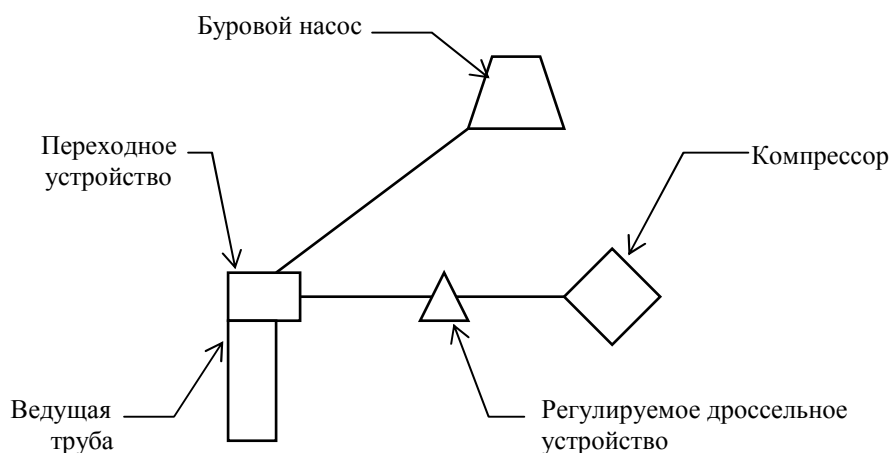


Рисунок 5 – Схема обвязки компрессорного оборудования

В основу определения параметров работы БНСЖ были положены результаты исследований процесса очистки забоя от выбуренной породы и процесса шламоулавливания. Расчеты были проведены по следующей методике:

— для определенного диаметра скважины устанавливались требуемые расходы промывочной жидкости, обеспечивающие очистку забоя от выбуренной породы при бурении с обратной циркуляцией с учетом требований по сопловому шламоулавливанию;

— в зависимости от применяемого бурового раствора устанавливался предварительный статический уровень жидкости в скважине,

— с целью облегчения выбора компоновки инструмента БНСЖ были рассчитаны номограммы, предназначенные для определения размеров шламособорника, времени заполнения шламособорника.

Теоретические и экспериментальные исследования позволили определить рекомендуемые параметры инструментов БНСЖ (таблица 2)

Таблица 2 – Рекомендуемые параметры инструментов БНСЖ

	Диаметр бурильных труб, мм	Размеры шламособорника, мм			Длина сборника на 1 м про- ходки, м	Диаметр долота (рекомен- дуемый) , мм
		диаметр корпуса	диаметр бурильных замков	диаметр центральной трубки		
БНСЖ-73	73	89	102	25	2,7	118
БНСЖ-89	89	89	102	25	2,7	118
БНСЖ-89	89	114	122	25	2,1	140
БНСЖ-89	89	141	170	25	2,0	190
БНСЖ-114	114	141	170	32	2,0-2,5 2,2—	190—214
БНСЖ-141	141	168	200	32	2,8 1,6—1,9	214—243
БНСЖ-141	141	219	245	32	1,7-2,2	269—295
БНСЖ-168	168	219	245	38		295—320

- в зависимости от начального уровня жидкости после спуска инструмента в скважину $h_{ст} = H - \frac{10p_{пл}}{\gamma}$ определяется необходимое давление для выдавливания жидкости и подбираются компрессор, дроссельное устройство и специальный переходник, позволяющий при необходимости перейти с линии компрессора к линии бурового насоса.

При подъеме бурильного инструмента после разбуривания цементной пробки на требуемую отметку снижаем уровень жидкости в скважине.

Давление на забое скважины при вскрытии пластов с местной циркуляцией промывочной жидкости может изменяться по двум причинам: из-за подъема уровня жидкости при погружении бурильной колонны в жидкость, находящуюся в скважине; в результате гидравлических сопротивлений, возникающих в стволе скважины при спуске и подъеме бурильной колонны.

Поэтому при снижении уровня жидкости в скважине перед вскрытием пласта необходимо учитывать, что при спуске инструмента БНСЖ на забой уровень жидкости повысится за счет вытеснения ее колонной бурильных труб.

Поскольку окончательный уровень жидкости в скважине перед вскрытием пласта замеряется после спуска на забой инструмента БНСЖ, то статический уровень жидкости в скважине до спуска инструмента $h_{ст}$ должен располагаться на большей глубине от устья, чем гидростатический уровень $h'_{ст}$, соответствующий пластовому давлению.

Однако не только за счет погружения инструмента в жидкость может произойти увеличение давления на забой в процессе вскрытия пластов.

Экспериментальными исследованиями и практикой бурения скважин установлено, что давление в значительных пределах изменяется при спуске или подъеме бурильной колонны в связи с гидравлическими сопротивлениями, появляющимися вследствие перетока жидкости по всей длине инструмента, причем при подъеме инструмента давление на забое уменьшается, а при спуске, наоборот, увеличивается. Существует несколько методик расчета гидродинамических сопротивлений при движении бурильного инструмента.

По выбранной компоновке БНСЖ определяется необходимый уровень жидкости в скважине до спуска инструмента $h_{ст}$, с учетом жидкости остающейся в инструменте БНСЖ после продавливания ее в затрубное пространство, суммарные потери напора h_c в бурильных трубах, замковых соединениях, шламоборнике, долоте, затрубном пространстве скважины при заданных q и H .

Уровень жидкости остающийся в инструменте БНСЖ определяется:

- длиной и диаметрами внутренней и наружной труб шлагоулавливателя;
- возможным конечным уровнем жидкости в затрубном пространстве h_k , определяемым из условия предельно возможной депрессией на пласт(см.выше) с учетом притока жидкости из пласта в скважину;
- возможностью проходки на длину двух ведущих труб: обеспечение необходимого перепада давления между столбами жидкости с учетом коэффициента запаса 0.1

Извлечение бурильного инструмента на поверхность после замера уровня жидкости в стволе скважины, если уровень располагается на уровне или ниже (с доливом) требуемой глубины, спускается инструмент БНСЖ.

- к долоту привинчивается специальный нижний переводник;
- к специальному переводнику крепится первая бурильная труба - шламоборник, далее внутрь нее спускается НКТ необходимого диаметра (см. п. 6.5.5), которая привинчивается к специальному переводнику;
- далее наращивают инструмент по схеме: следующая бурильная труба и НКТ привинчиваются к предыдущим, до необходимой длины шламоборника(см.п.6.5.6.), при этом последняя НКТ имеет т.к. козырек, который изменяет траекторию движения жидкости для более эффективного шлагоулавливания.
- на полученный шламоборник навинчивают еще одну трубу, на которую устанавливается специальный верхний переводник с предохранительной мембраной, который является аварийным, позволяющем в случае необходимости(в аварийном порядке) произвести циркуляцию (например при закупорке канала долота, трубки малого диаметра и т.д.),

- дальнейший спуск инструмента производится по обычной схеме, спускается долото до забоя, нащупывается забой.
- свинчивается двойная ведущая труба;

Далее через специальное переходное устройство к ведущей трубе соединяются компрессорная линия с дроссельным устройством и буровой шланг высокого давления. Включается компрессор, дроссель находится в закрытом положении, и начинается выдавливание жидкости из колонны бурильных труб в затрубное пространство до подъема его уровня в затрубном пространстве до $h'_{ст}$. Выключается компрессор, с помощью дроссельного устройства 11 обеспечивается управляемое стравливание воздуха из колонны бурильных труб, обеспечивающее нужный (равномерный) расход жидкости из затрубного пространства в инструмент БНСЖ, с учетом коэффициента продуктивности пласта ($q_{пл} = k \cdot \Delta P$) и производится бурение. После проходки на длину удвоенной ведущей трубы, стравливаем оставшийся воздух, производим наращивание, дальнейшие действия аналогичны предыдущим, только в этом случае ограничиваем скорость подъема уровня 0.5 – 1 м/с, и учитываем увеличение объема жидкости и ее свойств в скважине

В зависимости от мощности пласта операции приведенные выше повторяются. После вскрытия всей толщи пласта инструмент извлекается и демонтируется.

По данной технологии мной и нашим центром совместно с СК «Буровые технологии» разработан стандарт предприятия СТП № 15-24-005-2009 для буровой компании «Евразия»

Основные выводы и рекомендации

1. На основе анализа теоретических и промысловых исследований показано, что большинство применяемых технологии вскрытия и разобщения пластов направлены на устранение факторов их низкого качества. В условиях гидродинамических, физических и химических взаимодействий флюидонасыщенных проницаемых пластов и открытого ствола скважины необходимо применять технологии, позволяющие предотвратить или ослабить процессы преждевременного обводнения продукции, снижения коэффициента нефтеотдачи пластов, уменьшения сроков безремонтной эксплуатации скважин, эффективности разработки месторождения, загрязнения недр и окружающей среды.

2. С учетом того, что повышение эффективности разработки месторождений напрямую связано с сохранением фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и герметичностью заколонного пространства, разработан комплекс мероприятий, включающий:

- создание непроницаемого кольматационного экрана за счет использования эффектов нелинейно-волновой механики (группирование частиц в волновом поле, их диспергирование в резонансном режиме, управляемая коагуляция) излучателями с удельной мощностью $400\text{--}8000\text{ Вт/м}^2$, для исключения гидравлической связи комплекса вскрытых бурением проницаемых флюидонасыщенных пластов со стволом скважины;
- герметизацию заколонного пространства скважины путем управления процессами твердения тампонажного раствора воздействием на него во время приготовления и прокачивания с интенсивность волнового воздействия $130\text{--}200\text{ МПа/с}$, а также нахождения в заколонном пространстве в период ОЗЦ с интенсивностью $20\text{--}50\text{ МПа/с}$ в течение $5\text{--}30$ минут во временном интервале $60\text{--}120$ минут после затворения,

3. Основываясь на теоретических, экспериментальных и практических результатах процессов транспортировании шлама, шлагоулавливания и бурения с обратной местной промывкой предложена усовершенствованная технология вскрытия продуктивных пластов с обратной местной промывкой на неуровнешенных столбах жидкости. По предложенной технологии разработан стандарт предприятия СТП № 15-24-005-2009 для буровой компании «Евразия»

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Султанов Д.Р. Технология вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов с низким пластовым давлением без нарушения их фильтрационно-

емкостных свойств/ Маслов В.В., Кузнецов Р.Ю., Скворцов Ю.П. , Султанов Д.Р. // НТЖ«Бурение и нефть». – М, 2009, №4, С. 26-27

2. Султанов Д. Р. Экспериментальные исследования по созданию проницаемого фильтра на основе портландцемента / Басов С.А., Игнатьев В.Н., Султанов Д. Р. // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М, 2008, №12, С. 26-29

3. Султанов Д. Р. Водоизоляционные работы с изменением конструкции фильтра скважин подземных хранилищ газа (ПХГ). / Басов С.А., Игнатьев В.Н., Султанов Д. Р. //НТЖ«Бурение и нефть». – М, 2008, №10 С. 30-32

4. Султанов Д. Р. К вопросу влияния проницаемости искусственного фильтра на дебит скважины / Басов С.А., Игнатьев В.Н., Султанов Д. Р. // НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море». – М, 2008, №12, С. 30-32

5. Султанов Д. Р. Нетрадиционный подход к заканчиванию скважин на основе волновых технологий/ Ганиев С.Р., Кузнецов Р.Ю., Султанов Д. Р. //Международная научно-практическая конференция «Ашировские чтения 15-17 Октября 2008», Самарский государственный технический университет

6. Султанов Д.Р. Строительство скважин многофункционального назначения/ Игнатьев А.В., Кузнецов Р.Ю., Султанов Д.Р. // Международный научно-практический семинар «Повышение нефтеотдачи пластов и капитальный ремонт скважин», Октябрь 2008, Самарский государственный технический университет

7. Султанов Д. Р. Перспективы применения колтюбинговой техники для ремонта скважин ООО "Кавказтрансгаз". / Басов С.А., Игнатьев В.Н., Султанов Д. Р.// «Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы научно-технической конференции 23 октября 2008г». – Уфа, ИПТЭР, 2008, С. 46-47

8. Султанов Д. Р. Расширение спектра колтюбинговых технологий, как метод повышения эффективности ремонта скважин. / Басов С.А., Игнатьев В.Н., Султанов Д. Р.// «Энергоэффективность. Проблемы и решения: материалы научно-технической конференции 23 октября 2008г». – Уфа, ИПТЭР, 2008, С. 43-45.

9. Султанов Д. Р. Экспериментальные исследования по влиянию газообразующей добавки на формирование проницаемого цементного камня / Басов С.А., Игнатьев В.Н., Султанов Д. Р.//Международная научно-

практическая конференция «Ашировские чтения 15-17 Октября 2008», Самарский государственный технический университет.

10. Султанов Д.Р. Комплексная технология вскрытия и разобщения малопроницаемых продуктивных пластов с низким пластовым давлением/ Кузнецов Р.Ю. , Скворцов Ю.П., Султанов Д.Р. //Научно-практическая конференция "Современные тенденции в научных инновациях нефтегазодобычи и информационных технологиях". Тюмень, 25 апреля 2009 г)

Аспирант

Султанов Д. Р.