

622,246,031(043)
И.В.

На правах рукописи

ИГНАТЬЕВ АРТЕМ ВИКТОРОВИЧ

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ СОХРАНЕНИЯ И
ВОССТАНОВЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ ПРИ БУРЕНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
СКВАЖИН**

Специальности 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин,
25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Москва – 2010

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

Научный руководитель: - доктор технических наук
Украинский Леонид Ефимович

Официальные оппоненты: - доктор технических наук
Аржанов Андрей Феликсович

- кандидат технических наук
Курамшин Ринат Мунирович

Ведущая организация: - ООО «Тюменский научно-исследовательский и проектный институт природного газа и газовых технологий» (ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Защита состоится «23» июня 2010 года в 15 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, 119991, ул. Бардина, д.4.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке НЦ НВМТ РАН по адресу: г. Москва, 119991, ул. Бардина, д.4.

Автореферат разослан «22» мая 2010 года

Ученый секретарь диссертационного совета, доктор технических наук



А.П. Аверьянов

Актуальность проблемы

Нефтегазодобывающая индустрия является ведущей бюджетообразующей отраслью России, определяющей экономическую независимость и благополучие 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.

Известно, что основная часть месторождений перешла в окончательную стадию разработки, характеризующуюся перераспределением давлений в продуктивных пластах, реструктуризацией остаточных, увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти и т.д., что требует новых подходов к их извлечению. Все большее значение уделяется герметизации заколонного пространства при строительстве и эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин.

Немаловажная роль в качественном разобшении 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. Результативность РИР в скважинах, несовершенных по характеру и степени вскрытия составляет в среднем 12-20% и не превышает 50%.

Перспективным направлением в этих условиях может стать заканчивание скважин способом «открытый забой», т.к. многие указанные проблемы могут быть сняты. Возникающие же при этом трудности могут быть решены нетрадиционными волновыми технологиями.

Очень важным аспектом при бурении и эксплуатации скважины является сохранение естественных фильтрационно-емкостных характеристик продуктивных пластов. Негативное влияние на коллекторские свойства пластов оказывают репрессии и связанные с ними процессы нестационарного гидродинамического взаимодействия системы «скважина – n пластов». Последние, нарушая физико-химические процессы взаимодействия промывочной и пластовой жидкости, а также проницаемой среды (на границе раздела фаз), приводят к неуправляемости этих процессов. Проникновение фильтрата и твердой фазы промывочных и тампонажных растворов в приствольную и призабойную зоны нефтегазовых пластов ухудшает их коллекторские свойства и снижает потенциальную продуктивность скважин.

Рассматриваемые процессы значительно интенсифицируются при вскрытии продуктивных отложений с аномальными геолого-промысловыми условиями природного и техногенного происхождения, когда давления между нефте- и водонасыщенными пластами превышает 0,5-0,7 МПа/м (характерно для месторождений, перешедших в позднюю и завершающую стадии разработки). Анализ показывает, что применение в подобных условиях технологии репрессивного вскрытия продуктивных отложений не эффективно и лишено каких-либо перспектив. Поэтому ключевой проблемой повышения качества и эффективности первичного вскрытия продуктивных отложений и заканчивания скважины в целом является повышение герметичности и прочности ствола до уровня, исключающего взаимодействие пластов и скважины при гидродинамических давлениях, возникающих в процессе

бурения, цементирования эксплуатационной колонны, вторичного вскрытия продуктивных горизонтов, испытания, освоения и эксплуатации скважины.

Достоверно установлено, что в процессе разработки месторождений происходит постепенное ухудшение проницаемостей призабойной зоны пласта (ПЗП) добывающих скважин. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) ПЗП определяются процессами, протекающими в ней, начиная от первичного вскрытия. В процессе эксплуатации скважин состояние ПЗП постоянно изменяется не только вследствие протекания природных явлений и процессов, но также и за счет техногенного влияния. Снижение фильтрационных свойств ПЗП происходит вследствие внедрения в поровое пространство различных веществ при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией, в процессе освоения, эксплуатационного периода и при ремонте скважин. Следовательно, начиная от вскрытия продуктивного пласта бурением и на всех стадиях строительства, освоения и эксплуатации скважин актуальным является сохранение или восстановление естественной проницаемости ПЗП.

Цель работы: Повышение эффективности работ при бурении и эксплуатации скважин усовершенствованием технологий сохранения и восстановления фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Основные задачи исследований

1. Анализ основных факторов загрязнения продуктивного пласта при бурении и механизмов образования скин-эффекта при эксплуатации скважин.
2. Выявление механизма экранирования остаточных запасов углеводородов.
3. Теоретическое обоснование возможностей воздействия волновых полей в технологиях сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при их вскрытии и освоении.
4. Теоретическое моделирование влияния процессов волнового воздействия на пористую и трещиноватую среду, насыщенную нефтью или газовым конденсатом.

5. Разработка технологий сохранения и восстановления фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов, основанных на эффектах теории нелинейной волновой механики.

6. Промысловая оценка разработанных и усовершенствованных технологий.

Научная новизна работы

1. Научно обоснованы и классифицированы основные факторы, приводящие к экранированию остаточных запасов углеводородов. Построена динамическая модель описывающая процесс экранирования углеводородов тонкодисперсной пелитовой фазой, переносимой вытесняющим агентом и колматирующей участки пласта с низкой проницаемостью.

2. С учетом теоретических исследований ускорения течения жидкости в капиллярах и пористых средах при волновом воздействии научно обоснованы режимно-технологические параметры генератора для обработки волновым полем больших участков (до 1 км. и более) месторождений углеводородов.

Практическая ценность и реализация работы

1. Разработанные теоретические и модельные представления о процессах, происходящих в продуктивных пластах при их первичном вскрытии, освоении, эксплуатации и ремонте позволяет грамотно оценить эффективность существующих технологий и наметить пути решения проблемы вовлечения остаточных запасов углеводородов в текущую разработку.

2. Разработанные и усовершенствованные технологии волнового воздействия на призабойную и удаленную зоны, а также на большие участки пласта (до 1 км. и более) позволяют подать дополнительную энергию в застойные зоны для их разблокирования и включения в разработку.

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 2008 г., 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 при аттестации.

Публикации. Всего опубликовано 9 работ, в том числе 5 статей в журналах, рекомендованных ВАК РФ.

Структура и объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 5 разделов, основных выводов и рекомендаций, списка использованных источников (85 наименований). Изложена на 165 страницах машинописного текста, содержит 6 таблиц, 48 рисунков.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

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

Первый раздел посвящен критическому анализу мероприятий, направленных на сохранение естественных фильтрационно-емкостных свойств продуктивных горизонтов при бурении, разобщении, перфорации и эксплуатации продуктивных горизонтов. Данный анализ основан на работах таких выдающихся деятелей как Булатов А.И., Гайворонский А.А., Кошелев А.Т., Кузнецов Ю.С., Мавлютов М.Р., Овчинников В.П., Поляков В.Н. и др.

Снижение фильтрационных свойств ПЗП происходит вследствие внедрения в поровое пространство различных веществ при бурении, цементировании, вскрытии пласта перфорацией, в процессе освоения, эксплуатационный период и при ремонте скважин. На рис. 1 представлена структура поражения ПЗП на этапах вскрытия, разобщения и перфорации скважины. Показано, что начиная от вскрытия продуктивного пласта бурением и на всех стадиях строительства, освоения и эксплуатации скважин необходимо сохранять или восстанавливать естественную проницаемость ПЗП. От качества

вскрытия продуктивных пластов бурением в значительной степени зависит дальнейшая эксплуатация скважин.

Анализ состояния вскрытия нефтяных и газовых пластов на разведочных и эксплуатационных площадях, а также исследования, проведенные в России и за рубежом, позволяют сделать вполне определенный вывод о том, что большинство продуктивных пластов вскрывается со значительными повреждениями призабойной зоны.

Низкое качество вскрытия продуктивных пластов приводит к уменьшению добывных возможностей скважин, а следовательно, к уменьшению коэффициента нефтегазоотдачи. При этом возникает необходимость создания повышенных депрессий на пласт при освоении и эксплуатации скважин, что особенно негативно сказывается на эксплуатации залежей, коллекторы которых сложены несцементированными или слабосцементированными песками, а также при наличии подошвенных вод.

К основным факторам, оказывающим негативное влияние репрессивных технологий бурения на ФЕС продуктивных горизонтов, по мнению большинства исследователей, относятся следующие: набухание гидратирующего цемента породы; кольтация открытого порового пространства нерастворимыми в пластовых условиях осадками, образующимися при взаимодействии пластовых вод и фильтратов технологических жидкостей, ввиду различия их ионного состава и значений pH; образование высоковязких и стойких водонефтяных эмульсий при физико-химических процессах; выпадение в каналах охлажденного и разгазированного пласта асфальто-смолистых и парафинистых отложений из нефти в результате физико-химических и термохимических процессов; нарушение устойчивости коллектора в пристволенной зоне, что влечет осыпи и вынос компонентов горной породы вглубь пласта или в скважину при изменении напряженного состояния скелета горной породы, миграции жидкостей и проявления капиллярных сил; молекулярно-поверхностные явления и капиллярные эффекты; изменение фазовых проницаемостей пластовых флюидов и др.

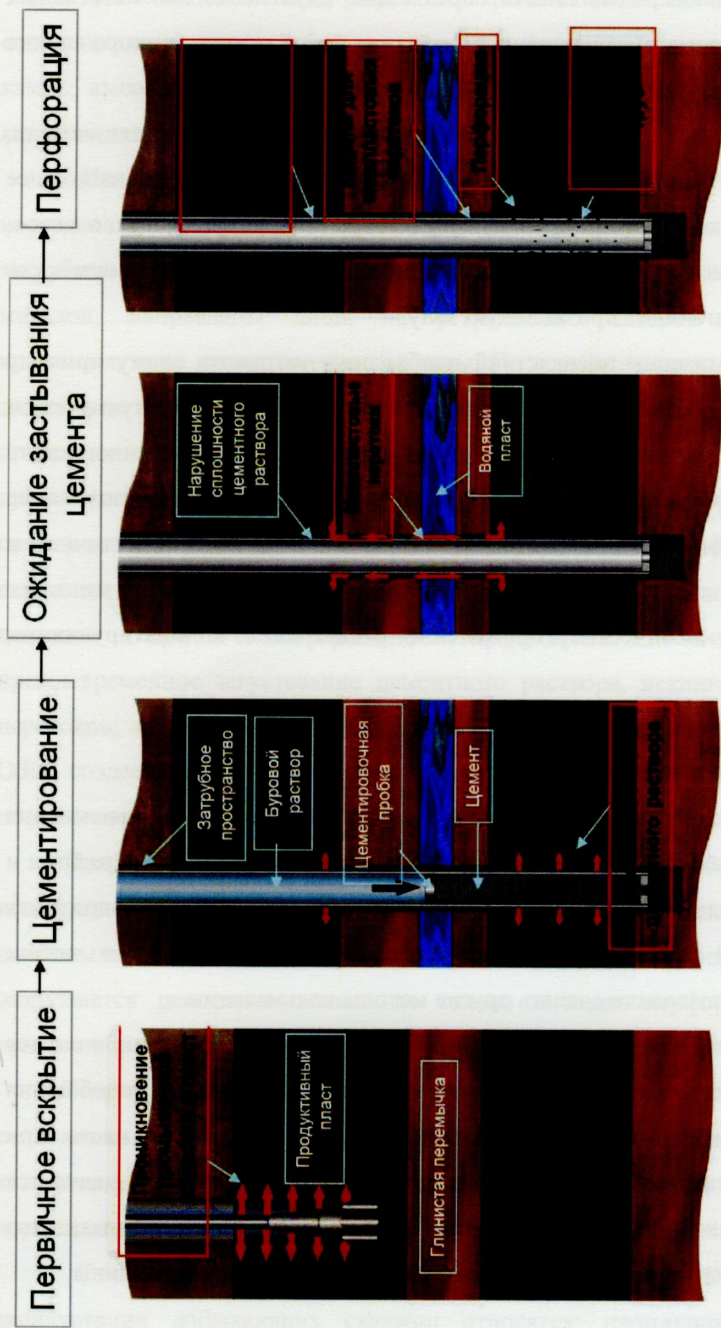


Рис.1. Структура поражения ПЗП на этапах вскрытия, разобщения и перфорации скважины

Обычно при вскрытии пласта параллельно идут несколько негативных процессов, из которых превалирующего действия порой одного фактора вполне достаточно для получения «загрязненной» околоскважинной зоны.

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.

Для минимизации последствий необходимо устранить саму причину загрязнения пласта. Для этого мы обязаны решить вопрос о «нерегулируемом взаимодействии» в системе «скважина-пласт», а именно не допустить гидравлической связи в этой системе. Именно на это направлены так называемые методы «интенсификации» кольматации, которые в общем можно свести к трем направлениям:

- 1) Физико-химические (применение растворов с кольматирующими свойствами);
- 2) Механические (втирание кольматанта в стенки скважины);
- 3) Гидродинамические.

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

Следующим важным процессом в нефтегазовой индустрии является разобшение пластов и цементирование. Вопросы надежного разобшения пластов и цементирования обсадных колонн занимают особое место при строительстве скважин, при этом не переменным условием является герметизация заколонного пространства, предупреждающая фильтрацию пластового флюида по нему на протяжении всего срока службы скважины.

Наиболее типичными дефектами крепи скважин являются следующие: сообщающиеся между собой вертикальные трещины и каналы в цементном камне; высокая проницаемость цементного камня; зазоры между цементным кольцом, поверхностью колонны и стенками скважины.

Исходя из накопленного опыта отечественные и зарубежные исследователи рекомендуют разнообразные мероприятия по предотвращению затрубных газопроявлений и нефтеводоперетоков, однако большинство методов, направлены лишь на устранение факторов некачественного крепления, а не на устранение причины. Не возможно получить герметичное заколонное пространство при существующей гидравлической связи скважины и пластов, поэтому наиболее эффективной будет комплексная технология предотвращения межколонных проявлений, работающая на предупреждение с созданием герметичного кольматационного экрана как при подготовке ствола скважины так и при вскрытии проницаемых пластов. Кольматационный экран позволит при цементировании предотвратить обезвоживание и преждевременное загустевание цементного раствора, исключит возможность перетоков, являющихся одной из основных причин появления каналов при ОЗЦ, создаст благоприятные условия для контакта цемента и породы. Это позволит значительно повысить качество разобщения пластов.

При вскрытии продуктивного пласта перфорацией еще больше снижается коэффициент качества крепления эксплуатационной колонны. Наиболее опасным является проведение кумулятивной и пулевой перфорации. При этом разрушается цементное кольцо не только в зонах перфорации, но и на прилегающих участках протяженностью до 100 м и более.

Теория и практика эксплуатации нефтяных скважин также свидетельствуют о неуклонном ухудшении добычных показателей (дебита, коэффициента продуктивности, обводненности) и ФЕС ПЗП (проницаемость, пористость и др.).

К основным факторам снижения проницаемости ПЗП в процессе эксплуатации добывающих скважин относятся: проникновение жидкости

глушения (пресной или соленой воды) в процессе подземного ремонта или промывочной жидкости; проникновение пластовой воды в обводненных скважинах при их остановках; возможное набухание частиц глинистого цемента терригенного коллектора при насыщении его пресной водой; возможное образование водонефтяной эмульсии; выпадение и отложение асфальтено-смоло-парафиновых составляющих нефти или солей из попутно добываемой воды при изменении термобарических условий; проникновение в ПЗП механических примесей и продуктов коррозии металлов при глушении или промывке скважины.

К основным факторам снижения проницаемости ПЗП в процессе эксплуатации нагнетательных скважин относятся: набухание глинистых пород при контакте с закачиваемой пресной водой, а также с растворами определенных химических реагентов; смена в процессе закачки минерализованной воды на пресную; кольматация ПЗП твердой фазой промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других работ; повышенная остаточная нефтенасыщенность в призабойных зонах скважин, которые до перевода под нагнетание работали как добывающие.

Анализ причинно-следственных связей основных факторов и процессов, обуславливающих загрязнение ПЗП, однозначно показывает необходимость комплексного решения проблемы, например путем разработки новых технологических решений, позволяющих устранить хотя бы основные факторы снижения ФЕС за счет многофакторного воздействия на все типы загрязнений в ПЗП.

В данном разделе отдельно рассмотрены механизмы образования экранированных зон в пластах с остаточными запасами нефти, показано, что на границах с низкой проницаемостью образуются своеобразные тромбы, которые с течением времени становятся все более мощными и делают невозможной фильтрацию жидкости.

Проведено моделирование различных технологических процессов нефтедобычи, сопровождающихся изменениями структуры порового

пространства, которое требует единого подхода. Поэтому смоделированы явления, происходящие при переносе малоконцентрированных суспензий двухфазным фильтрационным потоком, при применении полимердисперсных и гелеобразующих систем. Модели позволяют предсказать в каком месте происходят изменения коллекторских свойств пласта, в какое время и как изменения отразятся на нефтеотдаче в зависимости от конкретных физико-геологических условий и режимов заводнения.

Нагнетаемая в пласты вода, как правило, содержит в себе различные твердые примеси в виде дисперсных частиц. Частицы могут попадать в фильтрационный поток в результате не полной очистки вод перед закачкой; из буровых растворов, проникающих в пласты и содержащих в себе глинистые частицы; из самой пористой среды, содержащей на поверхности пор различные твердые частицы, срываемые движущимися фазами. Кроме того, рядом технологий нефтедобычи предусматривается закачка воды с взвешенными частицами.

В данной работе излагается подход, позволяющий с единых позиций моделировать эти процессы. В основу описания процесса фильтрации положен подход с разделением моделируемой среды на два континуума, один из которых содержит подвижные жидкости, другой – неподвижные. Изменение фильтрационно-емкостных характеристик пласта оценивается при помощи функций распределения пор и частиц по размерам. Скорости изменения радиуса порового канала и количества капилляров определенного радиуса определяются, исходя из модельного представления пористой среды в виде пучка капилляров. Записаны соответствующие выражения для динамической пористости, проницаемости и массообмена между двумя средами.

Для улучшения ФЕС ПЗП на месторождениях, вовлеченных в разработку, существует комплекс технологий увеличения нефтеотдачи пластов, реализуемый с помощью, гидродинамических, физико-химических и биологических методов. Общим для всех проанализированных технологий является условие герметичности заколонного пространства добывающих и

нагнетательных скважин. В этой связи отдельно рассмотрены вопросы водоизоляции флюидонасыщенных пластов, как обязательного условия для внедрения новых технологий.

Второй раздел посвящен формированию открытого забоя в различных геолого-технических условиях как основному методу сохранения ФЕС продуктивных пластов.

Доказано, что фильтр эксплуатационных и нагнетательных скважин относится к той части технического сооружения, в которой интенсивность гидродинамических процессов фильтрации пластовых флюидов достигает своего максимума. Только в этой зоне отмечаются предельные скорости фильтрации жидкостей и газов, гидравлические сопротивления, градиенты давлений и энергетические потери. Это приводит к изменению напряжений в породах прифилтровой зоны, следствием которых являются изменения коллекторских свойств (загрязнение или дренирование) и фильтрационных характеристик призабойной и удаленной зон пласта в результате отложения на фильтре различных углеводородных компонентов (смола, асфальтены, парафины), солей и т.д. Поэтому снижение гидравлических сопротивлений в фильтре, повышение проницаемости пристволенной и призабойной зон продуктивных пластов, долговременная изоляция их от чуждых флюидонасыщенных пластов относятся к ключевым проблемам, успешное решение которых связано с первичным вскрытием продуктивных отложений. Только на этом этапе заканчивания скважин представляется возможным выделить в продуктивной толще интервалы не вовлекаемых в разработку газодонасыщенных пластов и произвести их долговременную изоляцию формированием кольматационного экрана в ПЗП.

Применение технологий струйно-волновой гидромониторной и имплозионной обработки пристволенной зоны не вовлекаемых в разработку флюидонасыщенных пластов при формировании открытого забоя имеет ряд неоспоримых технических, экономических и экологических преимуществ перед

традиционно применяемыми технологиями заканчивания и капитального ремонта эксплуатационных скважин.

1. Открытая для обработки поверхность фильтрации проницаемых пластов в необсаженном стволе скважины создает наилучшие гидравлические условия и технические возможности по селективной изоляции и дренированию пристволенной зоны наиболее эффективными методами. Это, прежде всего, гидродинамические, гидромониторные и имплозионные методы воздействия, основанные на реализации управляемых механизмов обезвоживания тампонажных смесей, расклинивающего давления и гидромеханической очистки пристволенной зоны проницаемых пород волновым низкочастотным и высокоамплитудным гидравлическим полем.

2. Применение этих технологий приводит к формированию в пристволенной зоне гидроизолирующих экранов толщиной до 25 – 40 мм. В зависимости от решаемых промысловых задач (временная или долговременная изоляция проницаемых объектов), изолирующие характеристики создаваемого экрана (градиент давления фильтрации пластового флюида и гидроразрыва горных пород) регулируются в технологически требуемых пределах.

3. Высокие гидроизолирующие характеристики пристволенного экрана, формируемого против флюидонасыщенных пластов, существенно повышают герметичность долговременной крепи при различных конструкциях забоя скважин и расширяют область применения в сложных геолого-промысловых условиях гидродинамически совершенную по степени и характеру вскрытия конструкцию открытого забоя.

Поскольку современные технологии заканчивания скважин не обеспечивают надежной и долговременной изоляции проницаемых пород продуктивных отложений, необходима разработка и применение методов управляемого воздействия на пристволенную зону пород-коллекторов для формирования гидроизолирующего экрана с высокими показателями герметичности и механической прочности. Это сведет к минимуму отрицательное влияние нестационарных гидродинамических процессов на

технология заканчивания скважин, существенно повысит герметичность заколонного пространства, долговременность разобщения разнопорных пластов и позволит расширить область эффективного применения конструкции забоя с открытым фильтром

Для успешной реализации этих решений, методы формирования конструкции забоя скважин на этапе первичного вскрытия продуктивных отложений, должны отвечать ряду технологически необходимых требований.

1. Восстанавливать природную изоляцию комплекса флюидонасыщенных пластов продуктивной толщи при пересечении их стволом скважины.

2. Создавать гидравлические условия для вскрытия продуктивной толщи в широком диапазоне изменения положительных и отрицательных забойных давлений, не приводящие к осложнениям технологического процесса и ухудшению фильтрационных характеристик газонефтенасыщенных пластов.

3. Повышать герметичность заколонного пространства при цементировании эксплуатационных колонн до уровня, сводящего к минимуму возникновение заколонных проявлений и межпластовых перетоков в период ОЗЦ и в процессе эксплуатации скважин в изменяющихся гидродинамических условиях.

4. При применении открытой конструкции забоя и фильтра скважины обеспечивать долговременную и надежную изоляцию не вовлекаемых в разработку водонасыщенных пластов от ствола скважины.

Выполнение этих требований приведет к созданию оптимальных условий разработки углеводородных залежей при применении различных систем воздействия и более широкому использованию потенциальных возможностей каждой скважины.

Открытый забой на сегодняшний день может не только снять ряд вопросов, связанных с сохранением естественных ФЕС в системе «скважина – пласт», но так же он может стать незаменимым при воздействии на пласт в целом для увеличения нефтеотдачи. Открытый забой является единственным

способом для применения волновых полей с целью воздействия на отдельные участки продуктивных пластов для достижения максимального нефтеизвлечения.

Заканчивание скважин открытым забоем не может быть эффективным без управляемой кольматации стенок скважины, обеспечивающей сохранение естественных коллекторских свойств углеводородонасыщенных пластов. Для решения этой проблемы были рассмотрены волновые механизмы способные содействовать в создании управляемых кольматационных экранов.

Третий раздел посвящен теоретическим аспектам применения волновых технологий в нефтегазовом секторе для повышения текущей и конечной нефтегазоконденсатоотдачи. При исследовании процессов, происходящих в насыщенных жидкостью пористых средах под действием волнового поля, наибольшее практическое значение имеют оценка уровня амплитуд установившихся волн и выявление параметров, которые существенным образом влияют на эти амплитуды. Решение таких задач для моделей призабойных зон скважин дает возможность проводить целенаправленное управление волновыми процессами в пласте с помощью подбора геометрических характеристик призабойной зоны скважины (например, диаметра и длины зоны перфорации), а также параметров волнового воздействия (частоты и амплитуды). Расчеты волновых процессов, обусловленных колебаниями давления на входе в перфорационный канал, показали, что амплитуда волн в каждой точке, окружающей скважину, пористой, насыщенной жидкостью среды зависит как от частоты возбуждения, так и от геофизических характеристик среды и геометрических параметров скважины и перфорационного отверстия.

Проведенные исследования на моделях показали, что одним из способов эффективного использования колебаний в практике добычи углеводородов является использование резонансных свойств призабойных зон скважин.

Рассмотрено течение вязкой сжимаемой жидкости по бесконечно длинному деформируемому капилляру. Смоченная жидкостью поверхность

капилляра при отсутствии деформации представляет собой прямой круговой цилиндр. Течение считается баротропным, причем связь между возмущениями плотности и давления аппроксимируется полиномом третьей степени относительно возмущений давления. Движение поверхности капилляра задается вектором перемещений в виде бегущей волны. Невозмущенным движением считается стационарное течение внутри недеформированного капилляра под действием постоянного градиента давления.

Безразмерные уравнения движения, неразрывности и состояния, составленные с точностью до третьего порядка малости относительно возмущений скорости, плотности и давления жидкости, а также их производных принимают вид (1).

$$\begin{aligned}
 St \frac{\partial \rho}{\partial t} + (\vec{V}_0 \vec{\nabla}) \rho + \vec{\nabla} \bar{v} + \rho (\vec{\nabla} \vec{V}_0) &= -(\vec{v} \vec{\nabla}) \rho - \rho (\vec{\nabla} \bar{v}), \\
 St \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + (\vec{V}_0 \nabla) \vec{v} + (\vec{v} \nabla) \vec{V}_0 + \vec{\nabla} p - \frac{1}{Re} \left(\Delta \vec{v} + \left(\eta - \frac{2}{3} \right) \vec{\nabla} (\vec{\nabla} \vec{v}) \right) &= \\
 = -(\vec{v} \nabla) \vec{v} - \rho \left(St \frac{\partial \vec{v}}{\partial t} + ((\vec{V}_0 + \vec{v}) \nabla) (\vec{V}_0 + \vec{v}) \right) & \quad (1) \\
 \rho = M^2 p + \alpha M^4 p^2 + \beta M^6 p^3 \\
 \vec{\nabla} = \frac{\partial}{\partial \bar{x}}, \quad Re = \frac{UR}{\nu}, \quad M = \frac{U}{c_m}, \quad St = \frac{c_m}{U}
 \end{aligned}$$

где: St – число Струхала; ρ – плотность жидкости; t – безразмерное время; ∇ – оператор Гамильтона; ν и η – кинематическая и объемная вязкость жидкости; Re – число Рейнольдса; M – число Маха; c_m – скорость звука в жидкости; p – возмущение давления; U – масштаб скорости жидкости; R – характерный размер; Δ – оператор Лапласа; α – эмпирический коэффициент в уравнении состояния при квадратичном относительно возмущения давления члене; β – эмпирический коэффициент в уравнении состояния при кубичном относительно возмущения давления члене; \vec{v} – векторное поле возмущений скорости жидкости; \vec{V}_0 – невозмущенная скорость жидкости; $\vec{\nabla}$ – градиент.

Граничные условия на стенке капилляра, записываются в виде (2). На оси течения применяются условия однозначности и ограниченности возмущений скорости.

$$\vec{v} \left(\vec{R} + \vec{u} \right) = S\gamma \frac{\partial \vec{u}}{\partial t}, \quad \vec{u} = \vec{\varepsilon} (\exp(ik) + \exp(-ik)), \quad k = \varphi(z - t) + m\theta \quad (2)$$

где: \vec{v} - векторное поле возмущений скорости жидкости; $\vec{\varepsilon}$ - амплитуда перемещений стенки капилляра (это правильно); \vec{R} - радиус вектор, проведенный из начала координат в точку на деформированной поверхности капилляра; \vec{u} - вектор перемещения поверхности капилляра; i - мнимая единица; k - волновое число; φ - продольное волновое число; m - азимутальное волновое число; z - продольная координата; t - безразмерное время; θ - азимутальный угол цилиндрических координат.

Задача решалась с помощью разложения искомых величин возмущений скорости, плотности жидкости и давления и их производных в степенные ряды по амплитуде перемещения стенки капилляра:

$$\vec{V} = \sum_{i=1}^{\infty} \mu^i \vec{V}_i, \quad \rho = \sum_{i=0}^{\infty} \mu^i \rho_i, \quad P = \sum_{i=0}^{\infty} \mu^i P_i, \quad \text{при } \mu \sim |\varepsilon| \quad (3)$$

$$\vec{V}_1 = \vec{\omega} \exp(ik) + \vec{\tilde{\omega}} \exp(-ik), \quad P_1 = \pi \exp(ik) + \tilde{\pi} \exp(-ik), \quad \rho_1 = \rho'_1 \exp(ik) + \tilde{\rho}'_1 \exp(-ik)$$

где: μ - вязкость жидкости; \vec{V} - скорость жидкости; \vec{V}_i - коэффициент разложения скорости жидкости в ряд Тейлора по малому параметру μ (коэффициент при μ^i); ρ - плотность жидкости; ρ'_1 - комплексная амплитуда коэффициента ρ_1 ; ρ_1 - коэффициент разложения плотности жидкости в ряд Тейлора по малому параметру μ (коэффициент при μ^i); P - давление; P_1 - коэффициент разложения давления в ряд Тейлора по малому параметру (коэффициент при μ^i); $\vec{\omega}$ - комплексная амплитуда коэффициента \vec{V}_1 .

Последовательное решение краевых задач для коэффициентов разложений (3) проводилось численно методом дифференциальной прогонки.

Анализ решения показал, что волна поперечных перемещений стенки капилляра вызывает в жидкости внутреннюю волну с неоднородными вдоль радиуса капилляра распределениями амплитуд. Главной особенностью внутренней волны является то, что амплитуды в некоторых зонах течения могут достигать значений, существенно превосходящих значения известных акустических течений, даже при незначительных амплитудах поперечных перемещений стенки капилляра. Поэтому скорости течения внутренней волны, которые описываются нелинейностями уравнений движения и граничных условий, оказываются при сопоставимых значениях внешнего воздействия во много раз большими, чем скорости известных акустических течений. Применительно к течениям в порах пористых сред установленное течение представляет собой пример, показывающий, что мелкомасштабные пульсации скорости и давления с масштабом порядка радиуса пор, которыми обычно пренебрегают в механике насыщенных пористых сред, могут привести к возникновению односторонне направленных течений со скоростями, существенно превосходящими скорости фильтрации.

Удалось установить, что на исходное течение Пуазейля накладывается дополнительное течение, обусловленное волнами. Таким образом, при определенных размерах капилляров волны могут обеспечить значительное ускорение течения жидкости. Без увеличения статических градиентов давления через узкий капилляр с деформируемыми стенками оказывается возможным пропустить значительно большее количество флюида, чем через капилляр с неподвижными стенками при том же перепаде давления между его торцами. Причем, особенно значителен этот эффект для узких пор, диаметр которых порядка 1-10 мкм. Даже при амплитудах волн на поверхности поры не превышающих долей процента от ее диаметра, эффект ускорения течения может достигать трех и более порядков.

Ниже представлены рисунки, схематично иллюстрирующие процесс деформирования профиля скорости (рис.2). В таблице 1 приведены результаты расчетов.

Таблица 1. Результаты расчетов

Вид капилляра	R_0 , м	V_0 , м/мин	ε/R_0	V_d , м/мин	V_d/V_0
Канал	10^{-2}	25	10^{-3}	0,39	1,5
Трещина	10^{-3}	0,25	10^{-3}	0,344	137,6
Пора	10^{-5}	$2,5 \cdot 10^{-5}$	10^{-3}	0,045	$1,8 \cdot 10^3$

Здесь R_0 – невозмущенный радиус поперечного сечения капилляра, V_0 – средняя по сечению скорость невозмущенного движения, ε – амплитуда перемещения стенки капилляра, V_d – дополнительная средняя по сечению капилляра скорость.

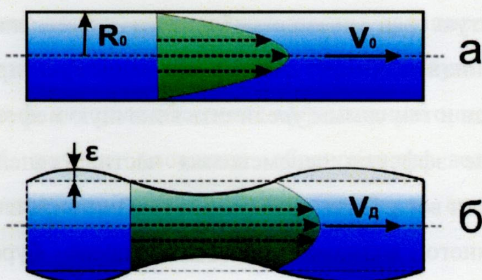


Рис. 2. Профили исходного невозмущенного (а) и возмущенного течений, обусловленного волной (б)

Как видим, для узких пор ускорение течения жидкости в поре увеличивается более чем в 1000 раз. При этом амплитуда волны изгиба на поверхности поры может быть весьма малой ($\varepsilon/R_0 = 10^{-3}$). Чтобы достичь аналогичного эффекта путем повышения статического градиента давления вдоль поры потребовалось бы его увеличение также более чем в 1000 раз, что практически неосуществимо. Этот факт позволяет рассматривать волны как один из наиболее эффективных механизмов ускорения течений в капиллярах и пористых средах. Этот, открытый теоретически, эффект является одним из научных принципов, на которых базируется идея использования волн в нефтегазовой промышленности.

Наиболее возможным на сегодняшний день становится использование волны для ускорения течения жидкости в призабойных зонах нагнетательных и добывающих скважин, чтобы интенсифицировать приток или нагнетание.

Волновое движение частиц, засоряющих призабойную зону, обеспечивает снижение скин-эффекта и улучшение коллекторских свойств призабойной зоны. Волны действуют как на частицы вблизи и внутри скважины, так и на флюид в микропорах. Это при правильном использовании колебаний может привести к выравниванию профиля приемистости и увеличению количества жидкости, принимаемого скважиной.

Таким образом, реализация волнового воздействия на низкопроницаемую пористую среду позволит обеспечить вытеснение нефти из низкопроницаемой застойной в более высокопроницаемую дренируемую зону продуктивного пласта и тем самым увеличить конечную нефтеотдачу.

Теоретические эффекты перемещения частиц, капель и жидкости в порах при воздействии волн были проверены экспериментально. После анализа образца подверженного волновой обработке после бурения и образца распиленного сразу после бурения было выявлено, что волны, действительно обеспечивают очистку призабойной зоны скважины от загрязнения глинистыми частицами бурового раствора. Этот же эффект был подтвержден замерами проницаемости образцов, которые были сделаны до распила образцов. Соответствующие зависимости приведены на рис. 3.

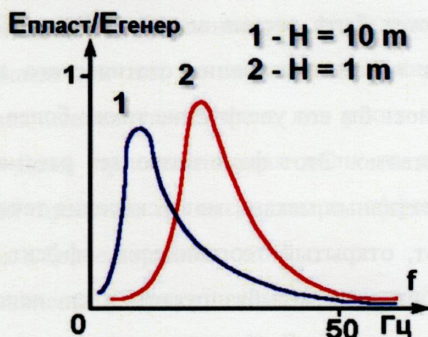


Рис.3. Анализ проницаемости загрязненного и очищенного кернов породы

Как видно из зависимости (рис. 3), проницаемость очищенного образца более чем в три раза выше, чем у загрязненного.

Моделирование волновых процессов в трещиноватых пористых, насыщенных нефтью средах показало, что в этих средах существуют три типа продольных волн и один тип поперечных, при низких частотах два типа продольных волн распространяются с малыми скоростями, т.е. это волны фильтрации. Фильтрационные волны затухают значительно сильнее быстрой продольной (деформационной) и поперечной волн. Скорости быстрой (первой) и поперечной (четвертой) волн в основном определяются модулями упругости, характеризующими скелет среды.

Проведенные исследования использованы при определении частотных параметров волновых воздействий на трещиноватую пористую среду, заполненную нефтью, которые обеспечат эффективную очистку ПЗП.

Четвертый раздел посвящен обоснованию волновой технологии сохранения естественных фильтрационно-емкостных свойств проницаемых пород.

В основу картины поведения частицы дисперсной фазы бурового раствора при волновом воздействии положены следующие рассуждения.

Все 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, а твердые 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, для ввода твердых частиц в поры и каналы пласта необходимо, чтобы собственная частота колебаний твердых частиц (f_p) превышала частоту волновых колебаний, генерируемых высокоскоростными

струями бурового раствора $f_{стр}$, то есть $fr \geq f_{cmp}$. Только при соблюдении этого условия вектор воздействия волновых колебаний совпадает с направлением движения твердых частиц.

Под воздействием гидростатического давления твердая частица движется из скважины к пласту, поэтому, когда $fr \geq f_{cmp}$, волновые колебания накладывают дополнительный импульс силы на твердую частицу, находящуюся в порах и каналах пласта. Для создания надежного экрана внутри скелета породы в поры и каналы необходимо ввести активизированные твердые частицы, т.е. частицы, лишенные диффузионных и ионных слоев. В этом случае будет обеспечен непосредственный контакт твердых частиц бурового раствора со скелетом породы. Для подготовки (активации) твердых частиц при струйной обработке можно реализовать кинетическую энергию струй.

Условие проникновения твердых частиц в поры и каналы пласта возникает при превышении энергии колебаний (E_r), сообщаемой твердым частицам, энергии (E_c) сил сопротивления проникновению их в поры и каналы пласта.

Таким образом, для повышения качества кольматации должны быть соблюдены необходимые условия $fr \geq f_{cmp}$ и достаточные условия $E_r \geq E_c$.

В разделе рассмотрены волновые механизмы движений частиц в волновом поле.

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

Пятый раздел посвящен внедрению технологии бурения «идеальной» по характеру и степени вскрытия скважины, а также волновым технологиям

способным сохранить или восстановить ФЕС в околоскважинной зоне пласта, а также в удаленных его участках.

При заканчивании скважин открытым забоем обсадная колонна спускается до кровли продуктивных отложений и цементируется на расчетную высоту. Отрицательного воздействия на коллекторские свойства нефтегазонасыщенных пластов в этих условиях не оказывается при применении различных тампонажных смесей (рис. 4, а).

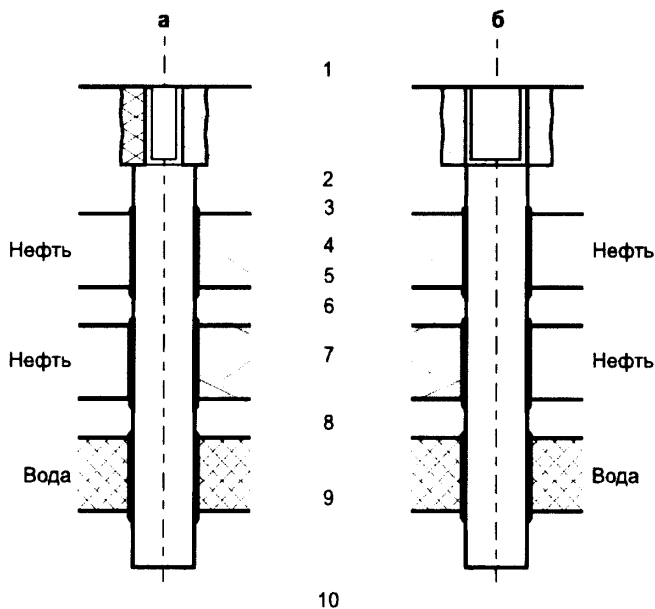


Рис. 4 Схемы заканчивания скважин открытым или частично перекрытым забоем

где: а - одинарный диаметр скважины; б - малый диаметр скважины; 1-ствол скважины; 2-колонна; 3-цементное кольцо; 4-башмачная воронка; 5-башмак колонны; 6-нефтяной пласт; 7-упрочняющее тампонажное покрытие; 8-кольматационный экран с упрочняющим покрытием; 9-водонасыщенный пласт; 10-забой скважины.

Для восстановления гидравлической связи продуктивных пластов со стволом скважины могут применяться различные методы перфорации

(предпочтительнее сверлящие перфораторы), а также расширения ствола специальным буровым инструментом с последующим воздействием для дренирования призабойной зоны.

Основной технологической схемой заканчивания скважин открытым забоем является совмещение процесса разрушения горных пород с одновременной гидроизоляцией вскрываемых бурением проницаемых и упрочнением неустойчивых интервалов пород продуктивной толщины (рис. 4). Интенсивное разделение промывочной жидкости на твердую и жидкую фазы под воздействием кинетической энергии гидромониторных струй, ускорение процессов гидродиспергирования и гидратации глинистых и цементных частиц под действием гидромеханического удара пятна струи, достигающего 0,2-0,6 т, и динамического давления, изменяющегося от 2 до 9 МПа обеспечивают получение высоких показателей герметичности, прочности ствола и устойчивости стенок скважины. При использовании этой технологической схемы (непрерывной гидромониторной обработки ствола) необходимо до предела снизить возможность эрозионного нарушения стенок скважины до формирования на них прочного цементного покрытия.

Вскрытие продуктивных пластов по этой технологической схеме может проводиться при щадящих режимах обработки с созданием временного изолирующего экрана, характеристики которого позволяют восстановить гидравлическую связь пластов и скважины без применения перфорационной техники. Изоляция непродуктивных пластов при этом происходит при режимах гидромониторной обработки, приводящих к их долговременному разобщению от ствола скважины.

По второй технологической схеме предусматривается селективная волновая обработка водонасыщенных и нефтенасыщенных пластов после производства промыслово-геофизических исследований и выделения границ интервалов долговременной изоляции. Работы проводятся при подготовке ствола к креплению выше кровли продуктивной толщи или частичным

перекрытием ее обсадной колонной (рис. 4, б). Каждый выделенный для изоляции интервал обрабатывается не менее чем двумя циклами.

В разделе также представлены технологии волновой обработки призабойной зоны пласта заключающаяся в производстве традиционных методов очистки ПЗП с применением механизмов волнового воздействия.

Проанализировав наиболее применяемые в настоящее время способы повышения проницаемости призабойной зоны пласта, с учетом полученных в Научном центре нелинейной волновой механики и технологии РАН в последние годы новых данных, мы пришли к выводу, что волновые процессы в жидкостных средах, а также в резервуарах с этими средами, могут влиять на эффективную очистку пристволенной и призабойной зон от механических примесей, парафинов и асфальтосмолистых веществ.

С этой целью разработаны ряд технологий основные из которых следующие:

1. Технология освоения скважин и очистка призабойной зоны пласта при его освоении или после ремонта путем создания в зоне продуктивного пласта нелинейных волновых колебаний в резонансном режиме с собственными колебаниями пласта, обсадной колонны и заполняющей жидкости. При этом происходят достаточно мощные колебания каркаса коллектора, жидкости в нем находящейся, в т.ч. и загрязняющих веществ, которые частично или полностью заблокировали каналы, обеспечивающие продвижение жидкости к забою скважины.

Создание волновых процессов осуществляется генератором, а вызов притока из пласта происходит вследствие создания вакуума в центральной части закрученных до больших скоростей потоков жидкости, прошедших через генератор в области выхода их в расширяющуюся часть генератора и входа их в окна для движения по межтрубному пространству на поверхность.

На рис.5 приведен общий вид устройства.

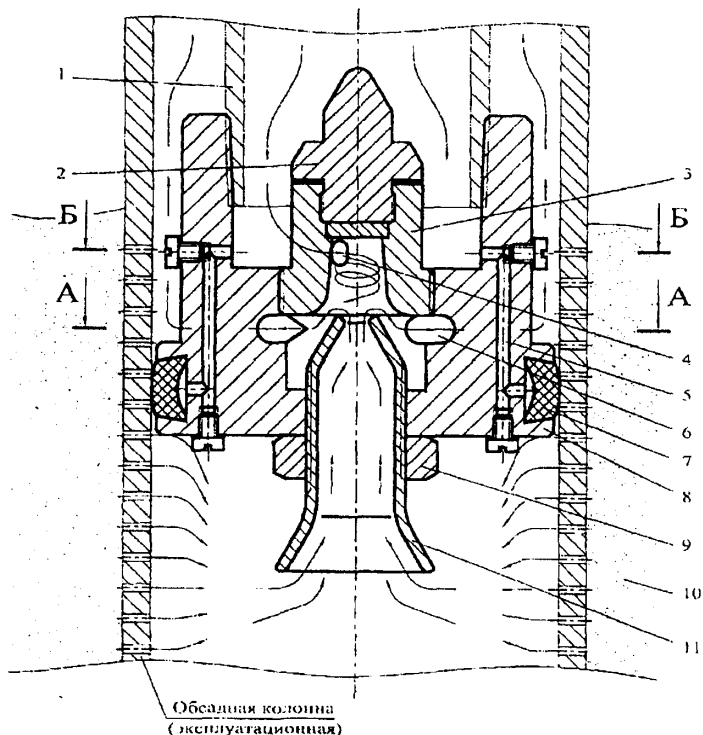


Рис. 5. Вибрационно-вакуумный очиститель зоны продуктивного пласта

Устройство содержит: 1-насосно-компрессорные трубы; 2- наголовник генератора; 3-генератор колебаний; 4-входной клапан; 5-канал напорный привода манжеты; 6-выкидные окна; 7-манжета резиновая; 8-башмак генератора; 9-контргайка; 11-труба приемная.

Работа устройства заключается в следующем.

Жидкость с поверхности насосами подводится к устройству по трубе 1, входит в цилиндрическую часть устройства по касательной через входной канал 4, закручивается и через окна выбрасывается в область пониженных давлений, соединяющих устройство с поверхностью.

Создавшееся в центральной части закрученных потоков разрежение через трубку 11 соединяется с областью пласта, расположенную ниже устройства, что вызывает приток жидкости из пласта. Чтобы уменьшить

поступление жидкости из затрубья, над устройством предусмотрены специальные прямоугольные резиновые манжеты 7, вставленные в канавки, соединенные сверлениями с полостью выхода потока в затрубное пространство, т.е. с полостью повышенного давления. Этим давлением манжеты частично выдвигаются из каналов, прижимаются к обсадной трубе и герметизируют полость повышенного давления над устройством от полости пониженного давления – под устройством. Размер канала и соответственно манжет должны быть такими, чтобы не произошло их полного выдавливания. Приемная труба 11 крепится к нижней части устройства и фиксируется контргайкой 9.

В связи с тем, что диаметр устройства всего на 2-3 мм меньше внутреннего диаметра обсадной колонны, желательно перед спуском устройства в скважину ее прошаблонировать шаблоном соответствующего размера. Более того, интервал перфорации, объект испытаний может представлять трудно прогнозируемую внутреннюю ситуацию (рваные края, уменьшенный диаметр и т.д.), поэтому желательно подготовить ствол (колонну) спуском райбера или бокового фрезера, что только улучшит конечный результат проведения очистки призабойной зоны пласта.

Использование устройства позволяет в процессе обработки обеспечить быструю и полную транспортировку загрязняющих веществ, создает условия вакуума в призабойной зоне пласта, что приводит пласт в работу.

2. Технология очистки призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин.

Областью применения технологии являются скважины, эксплуатирующие месторождения (залежи), представленные слоисто-неоднородными пластами с минимальным значением проницаемости отдельных пропластков $K_{min} = 0,01Д$.

Скважины, планируемые под обработку ГДГВ, должны иметь качественное цементное кольцо в зоне перфорации и герметичную обсадную колонну. В добывающих скважинах водоносный горизонт должен быть отделен непроницаемыми пропластками толщиной, по крайней мере, 2-3 м.

Обводненность продукции не должна превышать 95%. Под обработку планируются добывающие скважины, снизившие свою производительность в результате засорения ПЗП, либо скважины с закольматированными пропластками после бурения, а также нагнетательные скважины снизившие свою приемистость в процессе закачки.

Обработка ПЗП в добывающих скважинах производится прокачкой через ГДГВ нефти (либо 0,2-0,5% водного раствора неонала), в нагнетательных – прокачкой воды. Добывающие скважины обрабатываются при циркуляционной промывке, нагнетательные – как при циркуляционной промывке, так и при закачке воды в пласт от системы ППД. Добывающие скважины обрабатываются только ГДГВ несъемной конструкции, нагнетательные могут обрабатываться как съёмными, так и несъёмными конструкциями ГДГВ. Скважины с интервалом перфорации более 8 м обрабатываются при циркуляционной промывке в несколько приемов путем перемещения ГДГВ в интервале перфорации.

На рис. 6 для примера приведена схема обвязки наземного оборудования при обработке без перемещения ГДГВ.

Обработка призабойной зоны добывающих и нагнетательных скважин производится ГДГВ, тип которого определяется в зависимости от величины проницаемости обрабатываемого пласта, от глубины диапазона перфорации и от используемого насосного агрегата.

При глубине установки ГДГВ 2000-2500 м давление нагнетания жидкости на устье скважины должно быть в пределах 16,5-18,5 МПа при расходе около 250-300 л/мин.

Принцип работы ГДГВ основан на создании мощных волн давления с заданной амплитудой и частотой за счет колебаний кавитационной каверны во внутренней камере ГДГВ диаметром dk и длиной Lk , которая заканчивается диффузором длиной La .

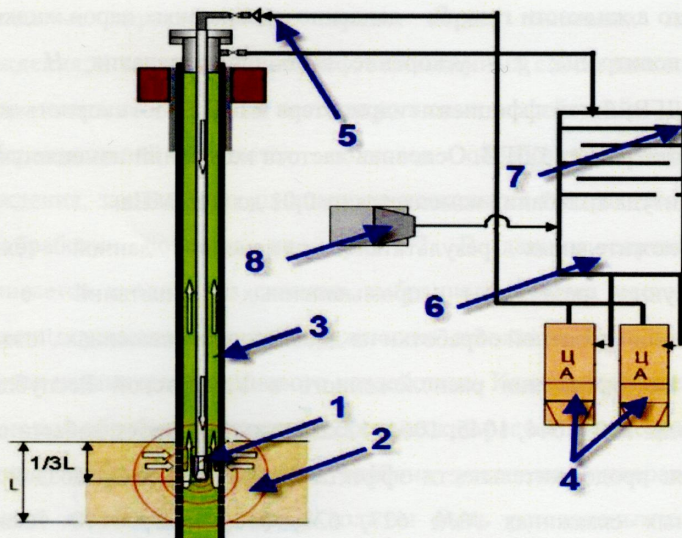


Рис. 6. Схема обвязки наземного оборудования при обработке без перемещения ГДГВ

где: 1-волновой генератор; 2-продуктивный пласт; 3-подвеска НКТ; 4-насосные агрегаты; 5-обратный клапан; 6-технологическая емкость; 7-желобная система; 8-автоцистерна для завоза-вывоза технологической жидкости.

Конструкция съемного ГДГВ состоит из двух частей: собственного генератора колебаний, который спускают и поднимают по НКТ, и посадочного гнезда (седла), устанавливаемого постоянно на муфте НКТ напротив продуктивного пласта. Герметизация сборки осуществляется с помощью уплотнительных манжет.

Частота колебаний ГДГВ определяется формулой:

$$\Omega = \left[\frac{1}{\rho} \left(\frac{3}{4} r_k^2 h \right)^{\frac{2}{3}} \left\{ P_{\infty} (1 + 3n) + P_v + P_{\phi} + \rho g H - \rho \lambda \frac{v^2}{2} \right\} \right]^{\frac{1}{2}} \quad (4)$$

где: Ω - частота колебаний; ρ - плотность жидкости; r_k - радиус кавитационной каверны; h - длина кавитационной каверны; P_{∞} - давление

растворенного в жидкости газа; P_v - давление насыщенных паров жидкости; n - показатель политропы; g - ускорение свободного падения; H - глубина установки ГДГВ; λ - коэффициент гидропотерь в ГДГВ; v - скорость жидкости во входных отверстиях ГДГВ. Основная частота колебаний изменяется от 5 до 25 кГц, амплитуда колебаний изменяется от 0,01 до 0,15 МПа.

О положительных результатах применения данной технологии свидетельствуют результаты промышленных испытаний с целью интенсификации кислотной обработки на добывающих скважинах Лозюлюкско-Зуринского месторождения расположенного в Удмуртской Республике. На скважинах №№ 390, 1044, 1045, 1064, 1252 средний прирост добычи составил 0,7 т/сут, при продолжительности эффекта 94 сут. Волновое воздействие на нагнетательных скважинах №№ 627, 628, 630, 1070, 1170 также дало положительный результат и приемистость выросла в среднем по скважинам в два раза.

Волновое воздействие на нагнетательных скважинах №№ 76, 218 Абино-Украинского месторождения, расположенного в Краснодарском крае, также дало положительный результат и приемистость выросла в среднем по скважинам в 2,16 раза.

3. Технология волнового воздействия на участки пласта большой площади

Наряду с обработкой призабойных зон пластов волновая технология также дает возможность оказывать воздействие на месторождение в целом. Для этого необходимо обеспечить выделение волновой энергии и ее поглощение нефтенасыщенным пластом. Соответствующие расчеты были проведены. Рассматривался круговой слой конечной толщины насыщенной жидкостью пористой среды, в центре которого располагался источник волн. Было установлено, что в зависимости от частоты поглощение энергии пластом изменяется. К тому же, для каждой толщины слоя существует частота, на которой поглощение энергии максимально. Эта частота зависит также от характеристик пористой среды и жидкости, ее насыщающей. Таким образом,

зная реальные характеристики горных пород, типичных для данн месторождения, а также толщины нефтенасыщенных слоев, можно расчети путем определить необходимые частоты волновых воздействий.

Перспективной является волновая обработка целых участков месторождения, занимающих площади до нескольких квадратных километров. Схема обработки показана на рис. 7. В данном случае генератор устанавливается в одной из скважин выбранного участка месторождения, а воздействие осуществляется на окружающие скважины. Суть этого эффекта определятся параметрами волнового воздействия. Ключевым моментом такого рода волновых обработок является теоретический расчет параметров волнового воздействия (частота, амплитуда, глубина установки генератора, выбор излучающей скважины), которые должны быть резонансными. Описанная выше теория введения в резонанс нефтяных пластов позволяет рассчитать оптимальные значения этих характеристик для любого месторождения.

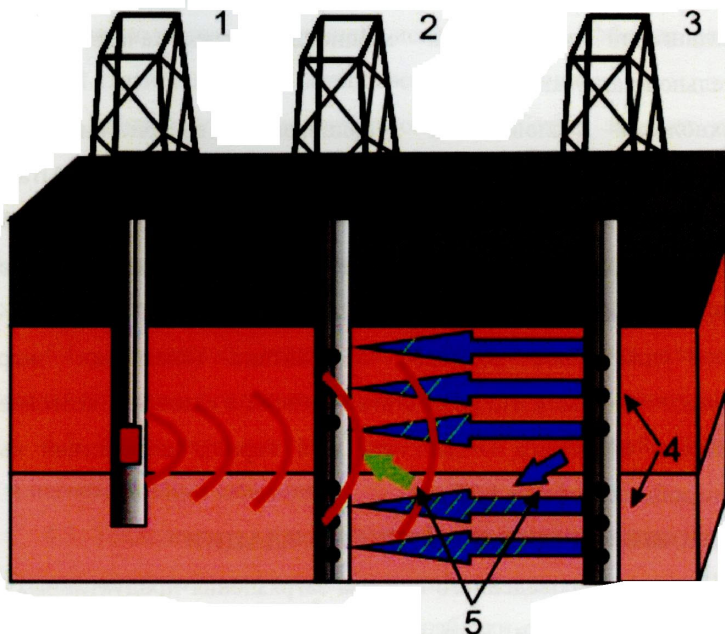


Рис. 7. Схема проведения волнового возбуждения пласта

где 1-скважина, оборудованная волновым генератором; 2- добывающая скважина; 3-нагнетательная скважина; 4-интервалы перфорации скважин; 5-появление дополнительного перетока флюида между пропластками, вызванного волновым воздействием.

Для проведения площадных обработок было предложено устройство, принцип действия которого основан на многократных падениях столбов жидкости и их ударах о дно скважины. Конструкция устройства использует элементы традиционных штанговых насосов, используемых со станками – качалками.

При использовании устройства следует выбирать скважину, вокруг которой нет (по геологическим данным) препятствия для распространения волн по пласту. Опускать устройство предпочтительно лучше на уровень перфораций, но возможно и до забоя скважины. При этом высота столба жидкости в затрубном пространстве над устройством должна быть не меньше 500м. Однако следует учитывать существующие ограничения на допустимую длину штанговой колонны и мощность станка-качалки с учетом дополнительной нагрузки.

Технология площадного волнового воздействия показала положительный результат при проведении промышленных испытаний на скважине № 314 Абино-Украинского месторождения, находящегося в Краснодарском крае. С целью увеличения производительности скважин «соседок», работающих в Миоценовых отложениях, на скважине № 314 произведено площадное волновое воздействие («накачка» энергии в нефтенасыщенный пласт). По результатам добычи в скважине «соседке» № 82 до применения волнового воздействия и в период воздействия выявлено увеличение добычи нефти в 1,27 раз.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. На основе проведенного анализа загрязнения продуктивных пластов при первичном вскрытии и в процессе эксплуатации сделан вывод о

необходимости заканчивания скважин открытым забоем на равновесии или депрессии с последующим освоением их с помощью волновых технологий.

2. В результате аналитического анализа и компьютерного моделирования процессов, происходящих в продуктивных пластах при вытеснении нефти водой доказан факт и описан механизм экранирования запасов углеводородов в слабо дренируемых участках с невозможностью их включения в разработку существующими технологиями.

3. Теоретически показана возможность интенсификации процессов строительства скважин и их эксплуатации с привлечением различных волновых технологий

3.1. Интенсификация процессов управляемой кольматации за счет реализации эффектов группирования частиц на заданном расстоянии от сопла струйно-волнового кольматора и большей проникающей способности частиц кольматанта в волновом поле.

3.2. Интенсификация процессов освоения скважин разработанными устройствами на волновых принципах, использующих эффекты разряжения внутри веерной струи для декольматации зоны перфорации.

3.3. Интенсификация процессов разработки за счет эффектов ускорения течения нефти из пластов с низкой проницаемостью в высокопроницаемые дренируемые участки.

4. С учетом результатов компьютерного моделирования и лабораторных экспериментов разработаны и усовершенствованы следующие технологии.

4.1. Технология струйно-волновой кольматации для вскрытия продуктивных пластов и подготовки ствола скважины к цементированию.

4.2. Технология очистки приствольной и призабойной зон добывающих и нагнетательных скважин.

4.3. Технология площадной обработки пластов с целью вовлечения в разработку экранированных участков и застойных зон.

4.4. Технология совместной обработки экранированного участка пласта низкочастотными ударными волнами, генератором, размещенным в

центре участка с одновременной обработкой призабойной зоны скважин, расположенных в непосредственной близости от закольматированного экрана.

5. Проведенные промысловые испытания на слабосцементированных песчаниках (месторождения Краснодарского края) и трещинных известняках (месторождения Удмуртии) показали высокую (свыше 90 %) успешность метода в нагнетательных скважинах и 50 %-ную успешность в добывающем фонде, что зачастую объясняется низким пластовым давлением и слабой нефтенасыщенностью коллектора.

Основные положения диссертационной работы изложены в следующих публикациях:

1. Игнатъев А.В., Кузнецов Р.Ю., Украинский Л.Е. Ускорение течения жидкости в капиллярах и пористых средах при воздействии волновым полем // Журнал «Газовая промышленность», ISSN 0016-5581, 06.2010 г., С – 24-26.

2. Игнатъев А.В., Кузнецов Р.Ю., Украинский Л.Е. Теоретические аспекты использования явления группирования частиц в волновом поле для кольматации пористых сред // «Нефтегазовое дело», http://www.ogbus.ru/authors/Ignatiev/Ignatiev_1.pdf.

3. Игнатъев А.В., Игнатъев В.Н., Украинский Л.Е. Резонансы в зонах фильтра скважин // Научно-технический журнал "Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море", № 5/2010.

4. Игнатъев А.В., Агадуллин И.И., Украинский Л.Е. Нелинейное резонансное взаимодействие волн, применительно к проблемам добычи углеводородов // «Нефтегазовое дело», http://www.ogbus.ru/authors/Ignatiev/Ignatiev_2.pdf.

5. Игнатъев А.В., Игнатъев В.Н., Кузнецов Р.Ю., Кузнецов Ю.С., Скворцов Ю.П. Волновой очиститель зоны продуктивного пласта // «Бурение и нефть», 05.2010 г. С – 43-44.

6. Игнатъев А.В. Энергетическая характеристика системы разработки сеноманской газовой залежи Ямбургской площади/ Кучеров Г.Г., Габуния Г.Б., Урумян А.А., Игнатъев А.В.// Специализированный сборник «Геология,

бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». - №3 2009 г., С - 46-48.

7. Игнатьев А.В. Эффективное вовлечение в хозяйственный оборот мелких месторождений природного газа/ Урумян А.А., Кучеров Г.Г., Габуния Г.Б., Игнатьев А.В.// Газохимия. - № 6(10) ноябрь – декабрь 2009 г. С – 72-76.

8. Игнатьев А.В. Строительство скважин многофункционального назначения/ Игнатьев А.В., Кузнецов Р.Ю.// Международный научно-практический семинар «Повышение нефтеотдачи пластов и капитальный ремонт скважин», Октябрь 2008, СамГТУ.

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

Аспирант



А.В. Игнатьев