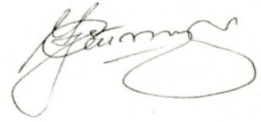


622.245.7(043)
ш 14

На правах рукописи



ШАКИРОВ РУСТАМ АНИСОВИЧ

**ОПТИМИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ
ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН
В ОСЛОЖНЕННЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ**

Специальность: 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин.

**Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
доктора технических наук**



6231245, 71040
III

Работа выполнена в ЗАО «Научно-техническая фирма «Перфорационные Технологии» и в лаборатории нелинейных волновых процессов нефтегазового комплекса Научного центра нелинейной волновой механики и технологии РАН.

Научный консультант: – доктор технических наук
Украинский Леонид Ефимович.

Официальные оппоненты: – доктор технических наук, профессор
Поляков Владимир Николаевич;
– доктор технических наук, профессор
Гайворонский Иван Николаевич;
– доктор технических наук, профессор
Оганов Гарри Сергеевич.

Ведущая организация: Уфимский государственный нефтяной
технический университет

Защита состоится 14 декабря 2011г. в 10⁰⁰ 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, 4.

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

Автореферат разослан 12 ноября 2011г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук



Аверьянов А.П.



Общая характеристика работы

Актуальность проблемы.

an2239

Для выполнения задач по реали итики страны в нефтегазовом комплексе необходимым условием является дальнейшее наращивание объемов строительства скважин, направленное на поддержание добычи углеводородного сырья (УВС) на необходимом уровне. Наблюдаемое истощение активных запасов УВС на открытых и вновь осваиваемых месторождениях, общее снижение количества запасов требует вовлечения в разработку месторождений УВС со сложнопостроенными залежами, что в свою очередь предъявляет все более высокие требования к качеству заканчивания скважин.

Усложнение геолого-технических условий при строительстве скважин (увеличение глубин скважин, термобарические условия, горизонтальные и многозабойные скважины и др.) требует необходимого и достаточного информационного сопровождения. Это условие становится особенно актуальным при освоении залежей в низкопроницаемых продуктивных пластах со сложнопостроенными типами коллекторов.

Информационное сопровождение всего цикла жизни скважины можно условно разделить на несколько этапов:

- исследования в процессе бурения, обеспечивающие безаварийность проводки ствола скважины, определение и изучение продуктивных пластов-коллекторов (ПП) в процессе первичного вскрытия или сразу после него;
- исследования при тампонаже скважины и после него;
- исследования при вторичном вскрытии пластов;
- исследования при оценке технического состояния обсадной колонны;
- исследования по работе вскрытых интервалов и подземного оборудования;
- специальные исследования;
- в некоторых скважинах проводят испытания пластов после первичного или вторичного вскрытия.

От качества бурения, являющегося одним из главных и технически сложных процессов в цикле строительства скважин, зависит очень многое. На этапе разведочного бурения минимальное загрязнение призабойной зоны пласта (ПЗП) и сохранение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта позволяет провести объективную оценку запасов месторождения УВС, а при эксплуатационном бурении повысить коэффициент извлечения нефти из месторождения (КИН). При тампонаже и вторичном вскрытии происходит дальнейшее загрязнение и изменение ПЗП. Некоторые процессы имеют необратимый характер (например, выпадение солей при смешивании фильтратов растворов с флюидом пластов), другие удастся компенсировать за счет дополнительных технических мероприятий.

По результатам экспертной оценки фильтрационные характеристики ПЗП из-за загрязнения при бурении и тампонаже снижаются на 25-40%. По результатам исследований автора на месторождениях Западной Сибири, несоблюдение технологии вторичного вскрытия пластов еще более пагубно влияет на ПЗП, и на отдельных скважинах текущие дебиты составляют 10-15% от потенциально возможных. В целом это приводит к использованию 40-50%

потенциальных возможностей терригенных коллекторов, а для низкопроницаемых пластов текущий коэффициент нефтеотдачи не превышает 5-10 % .

Применяемые традиционные технологии вскрытия ПП не позволяют получать потенциальные дебиты в связи с тем, что наряду с загрязнением в процессе неоптимального режима первичного вскрытия пласта-коллектора, не обеспечивается снятие напряженного состояния со скелета породы в зоне ПЗП, изменяющего форму порового пространства. В процессе разработки месторождений УВС при значительных или форсированных снижениях пластового давления (35-40%) от первоначального, также возникают напряжения в пласте, приводящие к изменению его ФЕС.

Вторичное вскрытие пласта в какой-то мере может компенсировать потери ФЕС ближней зоны пласта при первичном вскрытии и тампонаже. Для этого вместе с выбором перфосистемы необходимо проектировать технологию вторичного вскрытия, обеспечивающую надлежащее методическое и информационное сопровождение процесса вторичного вскрытия, вызова и интенсификации притока.

Одним из актуальных способов повышения эффективности вскрытия продуктивных пластов является создание оптимизированной технологии заканчивания скважин. Основными критериями для реализации оптимизированной технологии являются:

- оценка качества первичного вскрытия коллектора и потерь ФЕС в ближней зоне ПП;
- оценка качества тампонажа скважины и потери ФЕС;
- оптимизация технологии вторичного вскрытия с оценкой параметров конкретной перфосистемы;
- оптимизированные технологии одновременной или последовательно с перфорацией обработки ПЗП и вызова притока;
- оптимизированная интенсификация притока методами обработки ПЗП;
- информационное сопровождение работ в необходимом объеме, включающее как отдельные гидродинамические исследования, так и измерения при выполнении технологических операций в реальном времени.

Цель работы.

Повышение эффективности и качества заканчивания скважин за счет разработки теории и практики управляемого вскрытия продуктивных пластов с использованием воздействия на призабойную зону пласта.

Основные задачи исследований.

1. Анализ результатов теоретических и технологических решений по обеспечению сохранности фильтрационно-емкостных свойств ПП и состояние их вскрытия на современном этапе.
2. Обоснование принципов оптимального проектирования перфорационных систем, технологии оптимального вскрытия ПП и интенсификации притока при использовании методов воздействия на ПЗП.
3. Разработка технических требований к системе управления первичным и вторичным вскрытием продуктивного пласта и освоением скважины.

4. Разработка технического, информационного и методического обеспечения для реализации технологии комплексных исследований при вскрытии продуктивных пластов и обработке призабойной зоны пласта.
5. Разработка оптимизированной комплексной технологии вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин, совмещенной с управляемым воздействием на ПП.
6. Обобщение результатов промышленных испытаний разработанных технологий и анализ технологической эффективности комплексной технологии первичного и вторичного вскрытия.
7. Промышленное опробование и внедрение разработанной технологии и информационно-управляющей системы по вскрытию и освоению нефтяных скважин.

Научная новизна работы.

1. Предложена и научно обоснована комплексная технология первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов и проведения гидродинамических скважинных исследований.
2. Предложены и разработаны оптимальные конструкции кумулятивных перфораторов для вторичного вскрытия ПП, основанные на данных физического и математического моделирования системы энергетического взаимодействия волнового излучения с призабойной зоной продуктивного пласта.
3. Предложен и обоснован комплексный метод количественной оценки эффективности первичного и вторичного вскрытия ПП с определением энергоемкости, продуктивности и фильтрационных характеристик пласта-коллектора.
4. Обоснованы и сформулированы принципы проектирования оптимальных параметров перфорационных систем для интенсификации вызова притока из пласта и увеличения КИН при разработке месторождений УВС.
5. Предложена и разработана методика комплексного применения гидродинамических исследований (ГДИ) и ГИС для изучения эффективности этапа заканчивания строительства скважины.
6. Разработаны требования к созданию компьютеризированной системы, сама система оперативного контроля и управления (на основе гидродинамических исследований) вторичным вскрытием ПП и воздействием на ПЗП.
7. Разработана технологическая схема заканчивания скважин, основанная на методах обработки ПЗП и гидродинамическом контроле этих работ.

Основные защищаемые положения.

1. Функциональные зависимости продуктивности пластов-коллекторов от энергоемкости воздействия на призабойную зону пласта.
2. Энергетическая и гидродинамическая модели ПЗП, прогнозируемые по данным корреляционного моделирования геоинформации.
3. Частотные характеристики и энергетическая модель взаимодействия перфорационной системы и призабойной зоны пласта-коллектора.
4. Энергетические критерии оптимизации первичного и вторичного вскрытия ПП.

5. Принципы анализа и синтеза системы управления первичным и вторичным вскрытием ПП и интенсификации притока.
6. Оценка эффективности первичного и вторичного вскрытия ПП на основе энергетического взаимодействия перфорационной системы и пласта.

Методы решения поставленных задач.

Для решения поставленных в диссертационной работе задач были проведены натурные, физические и математическое моделирования. Проведены многочисленные экспериментальные исследования на пилотных объектах ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «Роснефть». При расчетах использовались апробированные методы планирования экспериментов и статистические методы обработки информации. При синтезе системы проектирования информационно-управляющей системы заканчивания скважин использовались методы управления сложными линейными и нелинейными системами.

Достоверность научных выводов и рекомендаций.

Достоверность подтверждена опытом строительства и заканчивания глубоких нефтяных и газовых скважин и данных статистической обработки результатов многочисленных экспериментальных и промысловых исследований. Теоретические положения и рекомендации автора подтверждены результатами опробования и внедрения разработанной технологии в различных нефтегазоносных регионах страны.

Практическая ценность работы.

1. Разработана оптимизированная технология первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов с использованием рационального комплекса гидродинамических исследований.
2. Разработана комплексная технология заканчивания скважин, основанная на совмещении и управлении воздействиями на призабойную зону пласта при контроле эффективности этих работ гидродинамическими исследованиями.
3. Разработана компьютеризированная система управления и контроля вскрытия пласта, определения параметров пласта-коллектора, вызова и интенсификации притока, что позволяет оптимизировать процесс освоения скважин с сохранением ФЕС пласта при повышении продуктивности скважины.
4. Разработаны оптимальные проекты и технологические схемы вскрытия и испытания продуктивных пластов-коллекторов в различных осложненных геолого-технических условиях.
5. Для реализации оптимизированной технологии разработаны методическое и программное обеспечение, применяемое как на этапе проектирования строительства скважины, так и на стадии оперативного управления вскрытием, испытанием ПП и освоением скважин. Внедрены следующие руководящие, методические и регламентирующие документы, определяющие правила и технологию проведения работ по вскрытию, испытанию ПП и заканчиванию скважин:

- технологический регламент на заканчивание скважин для месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»;
 - технологический регламент аппаратурно-методического сопровождения прострелочно-взрывных работ гидродинамическими методами;
 - регламент проведения вторичной перфорации в сложных термобарических условиях;
 - технологический регламент комплексной технологии вторичного вскрытия пластов и освоения скважин с ОПЗ для месторождений НК «Роснефть» ДО «СамараНГ»;
 - методическое руководство по комплексной обработке ПЗП методом переменных динамических давлений;
 - инструкция по применению аппаратно-программного комплекса «АРМ-Технолог» при проведении прострелочно-взрывных работ;
 - методическое руководство «Компьютеризированная технология заканчивания скважин» (разделы «Вскрытие продуктивных горизонтов», «Испытание и вторичное вскрытие», «Освоение скважины»), утвержденное ОАО «Газпром»;
 - программное обеспечение и руководство пользователя при вторичном вскрытии нефтенасыщенных пластов (Руководство оператора).
6. Результаты проведенных автором исследований и разработанные рекомендации использованы при строительстве и заканчивании нефтегазовых скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» (месторождения Саинское, Западно-Сургутское, Яун-Лорское, Лукьявинское, Нижнесортымское, Лянторское) и на пилотных объектах ОАО «Газпром», ОАО «ЛУКОЙЛ», ОАО «Роснефть».

Апробация работы.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались:

- на научно-практической конференции «Комплексное освоение нефтегазовых месторождений юга Западной Сибири», (Тюмень, 1995г.);
- на научно-практической конференции «Проектирование и разработка нефтяных месторождений», (Москва, 1999г.);
- на Всероссийских научно-практических конференциях «Новая техника и технологии для исследования скважин», (Уфа, 2000, 2001, 2008 г.г.);
- на научно-технической конференции «Современные технологии гидродинамических и диагностических исследований скважин на всех стадиях разработки месторождений», (Томск, 2006г.);
- на VIII Конгрессе нефтегазопромышленников России. Научная секция «Новые достижения в технике и технологии исследования скважин», (Уфа, 2009г.);
- на научно-практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами», (Геленджик, 2008-2009 г.);
- на Международных выставках и конференциях «Нефть и газ» (2006, 2007, 2008, 2009, 2011 г.г.);
- на III Международном научном симпозиуме «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (Москва, сентябрь 2011);

- на совещаниях и заседаниях секций геологии, геофизики и разработки месторождений и повышения нефтеотдачи пластов НТС ОАО «Сургутнефтегаз»;
- на Ученом совете НЦ НВМТ РАН.

Публикации.

По теме диссертации опубликовано 80 печатных работ, в том числе 15 печатных работ в ведущих реферативных журналах в соответствии с перечнем ВАК Минобрнауки РФ.

Объем и структура работы.

Диссертационная работа изложена на 298 страницах машинописного текста, в т.ч. содержит 35 таблиц, 149 рисунков. Состоит из введения, 6 глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы и приложений. Список использованных источников информации включает 218 наименований.

Автор выражает признательность и искреннюю благодарность специалистам ОАО «Сургутнефтегаз», ОАО НК «Роснефть», ОАО «Газпром», ЗАО «НТФ ПерфоТех», ЗАО «Геоспектр» и ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика», оказавшим содействие при проведении, обработке данных экспериментальных исследований и во внедрении разработанной технологии при строительстве разведочных и эксплуатационных скважин.

Содержание работы.

Во введении обоснована актуальность проблемы, сформулированы цель и задачи исследований, обоснованы используемые методы исследований, приведены научная новизна и практическая значимость результатов проведенных исследований. Сформулированы основные защищаемые положения проведенных исследований. Дана общая характеристика проведенной работы.

В первой главе приведен анализ современного состояния вскрытия продуктивных пластов-коллекторов, проблемы повышения качества заканчивания нефтяных и газовых скважин в сложных геолого-технологических условиях.

Проблеме качественного вскрытия продуктивных пластов и заканчиванию нефтяных и газовых скважин посвящено значительное количество работ. Известны исследования отечественных и зарубежных ученых, таких как Агзамов Ф.А., Александров М.М., Ангелопуло О.А., Амрян В.А., Булатов А.И., Буслаев В.Ф., Гайворонский И.Н., Городнов В.Д, Желтов Ю.П., Кошелев А.Т., Кошелев В.Н., Крылов В.И., Крысин Н.И., Кузнецов Ю.С., Аверьянов А.П., Мавлютов М.Р., Мирзаджанзаде А.Х, Овчинников В.П., Пеньков А.И, Поляков В.Н., Потапов А.Г., Овнатанов Г.Т., Оганов А.С., Оганов Г.С., Аветов Р.В., Ясашин А.М., Шерстнев Н.М., Рукавицын В.Н., Рябокоть С.А., Сидоровский А.М., Шуров В.Н., Вадецкий Ю.В., Дедусенко Г.Д, Кистер Э.Г., Липкес Н.М., Шарипов А.У., Ягафаров Р.Г, Нигматулина А.Г., Татауров В.Г., Лугуманов М.Г., Нацепинская А.М., Зозуля В.П., Лушнеева О.А., Костянов В.М., Ганеев Р.Ф., Санников Р.Х., Ахметшин Э.А., Салтыков В.В., Галияббаров В.Ф., Гильмашин И.Г., Ahrens T.Y., Anderson A., Astrella L.A., Churchwell R., Dawies

G.E., Behrmann L.A., Daneshy A.A., Bell V.T., Bihop S.R., Bond A.Y., Esk M.E., Halleck R.M., Mead D.A., Grames D.B., Grusbeck C.E., Hinds A.A., Powter C.B., Stiivell C.T., Warpinski N.R., Webster G.A., Whit D.T., Huber K.Y., Collins R.E., Sausier R.Y., Karakas M., King G.E., Tarig S., Person C.M., Shmidt H.P., Santarelli F.Y., Outfel H., Zandel Y.P., Zimmerman P.K. и др.

Однако, несмотря на значительное количество исследований, посвященных совершенствованию процессов первичного и вторичного вскрытия ПП в нефтегазовых скважинах, вопросы сохранения естественной проницаемости вскрываемых коллекторов остаются актуальными. Особенно в условиях проводки ствола скважины по сложной траектории и в осложненных геолого-технических условиях.

Данная проблема характерна как для месторождений УВС, находящихся в начальной стадии разработки, так и для месторождений, находящихся в поздней стадии разработки. Если для первой группы причиной ошибок может быть недостаточная изученность объекта, то для второй группы, чаще всего, причина заключается в несоблюдении технологических регламентов бурения и вторичного вскрытия ПП. Причем прослеживается четкая связь между ошибками при вскрытии коллектора в данной скважине с состоянием управления разработкой залежи в целом. Вред от одной и той же неквалификационной операции будет тяжелее для скважины введенной в более поздние сроки разработки месторождения. Примеры – вторичное вскрытие на воде и глушение скважин водой, избыточная плотность перфорации.

Особенно актуальным является решение данной проблемы для месторождений Западной Сибири, когда при некачественном вскрытии терригенных коллекторов значительно снижаются фильтрационно-емкостные свойства коллектора.

Аналогичная картина наблюдается при вскрытии сложнопостроенных залежей с низкопроницаемыми карбонатными пластами-коллекторами, залегающими на больших глубинах. При наибольшей глубине проникновения компонентов бурового раствора, фильтрата тампонажного раствора и перфорационной технологической жидкости в продуктивный пласт, без применения дополнительных технологий потенциальные возможности таких пластов-коллекторов используются лишь на 10-15%.

Отрицательное воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП) буровых и тампонажных растворов (репрессия на ПП, химический состав фильтрата, дисперсность твердой фазы бурового раствора, набухание глинистых минералов породы и т.д.) показано многими исследователями. Проблема усугубляется ударно - волновыми воздействиями кумулятивной перфорации, когда происходит дополнительное усиленное поступление компонентов перфорационной жидкости в ПЗП. Возможны также разрушения цементного эксплуатационного колонны. Некоторые исследователи (Замахаев В.С. и др.) показали, что сильная ударная волна от срабатывания зарядов бескорпусного перфоратора может привести к перекомпоновке материала породы в ближней зоне (дилатансии), что отрицательно сказывается на проницаемости ПЗП.

Следует отметить, что существующие проектные технологические схемы и программы вскрытия продуктивных пластов основаны, в основном, на подборе рецептур буровых растворов и технологических жидкостей на основе

исследований в лабораторных условиях. Все последствия от взаимодействия фильтрата бурового раствора и технологических жидкостей с флюидами и породами продуктивного пласта в ПЗП для конкретных сложных горно-геологических условий учесть невозможно, но при оптимизированной технологии заканчивания скважин можно существенно сократить влияние отрицательных факторов.

В результате проведенного анализа выявлено, что проблеме оптимизации вскрытия продуктивных пластов и заканчивания скважины в целом, исследователями уделено недостаточно внимания. Попытки отдельных специалистов вычленить из всего цикла строительства и заканчивания скважин исследование отдельных этапов не дали обоснованных методических рекомендаций. Для комплексного и системного подхода к прогнозированию эффективности вскрытия продуктивных объектов, для сохранения их коллекторских свойств (особенно в сложных горно-геологических условиях) необходимо учитывать как влияние отдельных факторов, так и совокупность влияния этих факторов в целом. Основные из них - значительные глубины залегания пластов, термобарические условия, сложность геологического строения продуктивных объектов, аномальное изменение напряженного состояния пластов-коллекторов в процессе вскрытия и освоения скважин. Изменение пластового давления в процессе разработки месторождений УВС, может также вызывать необратимые деформации пластов-коллекторов, особенно в призабойной зоне.

Необходимо отметить, что эффективность технологии заканчивания скважин зависит не только от совокупного объема геолого-технологических мероприятий, но и от времени и последовательности их применения. Следовательно, необходима обратная связь в виде информационного сопровождения для создания системы контроля эффективности проводимых операций и, в целом, управления процессом.

Под оптимизированным заканчиванием нефтегазовых скважин автор понимает комплекс мероприятий, включающий стандартные и дополнительные работы на этапе строительства скважин, подобранные под конкретные геолого-технические условия и обеспеченные информационным сопровождением. В результате применения оптимального стандартного комплекса обеспечивается безаварийное строительство скважины с минимальными загрязнениями околоскважинного пространства, а итогом дополнительных физико-химических воздействий на ПЗП является восстановление ФЕС до первоначального значения. Некоторые исследователи отмечали даже улучшение ФЕС ПЗП в результате различных мероприятий («отрицательный скин-фактор»). Поэтому вопросы оптимизации всего комплекса технологий приводящих как к повышению текущего дебита скважин, так и КИНа залежи будут злободневными на протяжении всего периода добычи УВС из месторождений.

Одним из новых направлений, являющимся отдельной частью целостной оптимизированной технологии заканчивания нефтегазовых скважин, является совмещение вторичного вскрытия пласта с гидродинамическими исследованиями скважин (ГДИ). Информация, полученная в реальном времени, позволяет контролировать вскрытие и установление гидродинамической связи

с пластом, оптимизировать вызов и интенсификацию притока методами дополнительной обработки призабойной зоны пласта.

Подобный совмещенный контроль и управление вскрытием продуктивного пласта позволяет по-новому подойти к задаче повышения продуктивности (приемистости) скважин и оптимизации дебитов добывающих скважин.

На основе выполненного анализа существующих технологий заканчивания скважин выбран ряд основных информационных параметров для оценки первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов-коллекторов. Эти данные параметры легли в основу комплекса «НТФ-Expert», в который, вводя характеристики коллектора, условия его первичного вскрытия, тампонажа скважины, технологий вторичного вскрытия ПП и данных перфосистем, рассчитывают *прогнозную* удельную продуктивность пласта и гидродинамическое совершенство скважины. Если расчетные данные подтверждаются результатами гидродинамических исследований во время перфорации, то это в свою очередь, подтверждает фактическую эффективность первичного и вторичного вскрытия или «правильность» выбранной технологии. Следующим шагом является оценка состояния ПЗП, выбор при необходимости технологий воздействия и очистки ПЗП и рекомендация типа подземного оборудования. Функциональная схема заканчивания скважин, включающая в себя взаимосвязи этапов первичного и вторичного вскрытия продуктивного пласта, разработана на основе приведенного комплекса информационного обеспечения с целью решения задач повышения эффективности и качества вскрытия ПП, и показана на рис. 1.

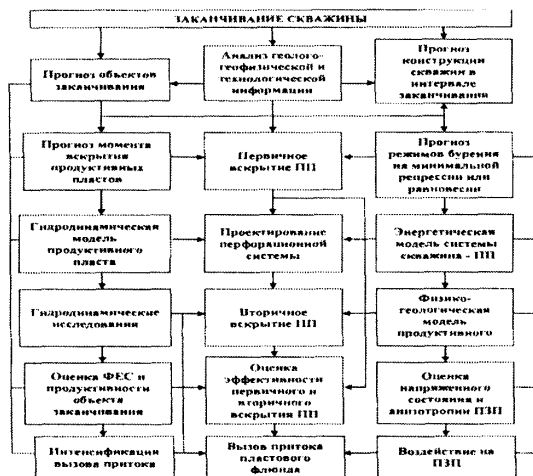


Рис. 1. Функциональная схема заканчивания скважин в осложненных геолого-технических условиях.

Структура функциональной схемы базируется на анализе современного состояния проблемы повышения эффективности и качества вскрытия продуктивных объектов в сложных геолого-технических условиях и, в целом,

отражает концептуальный подход к решению поставленных в работе задач исследований.

Отличительными элементами разработанной схемы от известных ранее, являются наличие информационных модулей, обеспечивающих концепцию рационализации всего цикла заканчивания скважин, включающего оптимизацию как первичного, так и вторичного вскрытия продуктивных пластов.

Наличие в разработанной функциональной схеме отдельных блоков гидродинамического и физико-геологического моделирования, а также блоков оптимизации интенсификации притока продукта и освоения скважин при вводе в эксплуатацию, позволяет использовать предложенные концептуальные основы системного подхода довольно широко.

Это применимо не только для заканчивания скважин разведочного и эксплуатационного бурения на начальной стадии разработки месторождений, но и на стадиях вторичной (третичной) эксплуатации месторождений УВС. В этом случае становится возможным осуществить оптимизированный прогнозный выбор приоритетных скважин и интервалов вторичного вскрытия на разрабатываемых залежах (месторождениях), очередность ввода и выбора дополнительных интервалов перфорации.

На основе проведенного анализа сформулировано следующее:

- постановка задач исследований;
- разработка необходимых технических и технологических решений;
- определение проблемы оптимизированного заканчивания скважин, обеспечивающих гидродинамическое совершенство скважин;
- выделение способов, максимально сохраняющих коллекторские свойства вскрываемых ПП и залежи.

Во второй главе приведены теоретические основы волнового воздействия на призабойную зону пласта и продуктивный пласт и принципы управления эффективностью вторичного вскрытия ПП на основе результатов физического и математического моделирования системы перфоратор – продуктивный пласт. Рассмотрены условия формирования и распространения волнового поля в перфорированных пластах, пересеченных скважиной с обсадной колонной. С целью изучения возможности повышения эффективности применения перфорационных систем, сформулированы следующие основные задачи математического моделирования:

- анализ эффекта волнового воздействия в средах, пересеченных скважиной с обсадной колонной на различных удалениях от источника воздействия;
- анализ волнового поля в системе перфоратор – продуктивный пласт при различных характеристиках (импедансах) горных пород, окружающих обсаженную скважину;
- анализ переходных и передаточных характеристик волнового поля, сопровождающих срабатывание кумулятивного перфоратора в коаксиальной системе слоев вокруг обсадной колонны и находящейся в ней НКТ;
- анализ возможности использования кумулятивного перфоратора не только для создания оптимальной системы перфорационных каналов, но и для повышения эффективности работы самих перфорационных зарядов, а также

для повышения качества вторичного вскрытия ПП с целью максимального сохранения коллекторских свойств горных пород.

Разработанная функциональная схема моделирования процесса заканчивания скважин приведена на рис.2. Расчетные параметры модели ПЗП приведены в табл. 1.

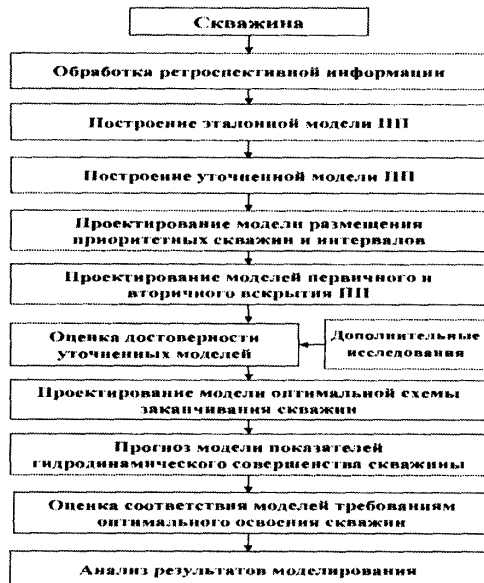


Рис. 2. Функциональная схема моделирования процесса заканчивания скважин.

Таблица 1.

Расчетные параметры модели ПЗП при вторичном вскрытии ПП.

№№ слоев	Плотн. ρ , г/см ³	Скорость звука V_p , м/с	Декремен. затухания $\eta_{пл}(\omega)$	Импеданс Γ , г/см ²	Толщина слоев, м	Насыщен. пласта
0	1,2	1500	0,01	$1,8 \cdot 10^5$	$d_0 = 0,02$	
I	7,8	5200	0,005	$40,6 \cdot 10^5$	$d_1 = 0,01$	
II	3,0	5000	0,01	$15,0 \cdot 10^5$	$d_2 = 0,05$	
III(г)	2,4	2200	0,1	$5,2 \cdot 10^5$	$d_{03} = 0,1 \div 0,5$	Газ
IV(н)	2,8	2400	0,1	$6,7 \cdot 10^5$	$d_3 = 0,1 \div 0,5$	Нефть
IV	2,2	1800	0,1	$34,9 \cdot 10^5$	$d_4 = 0,1 \div 0,1$	Задается

По результатам математического моделирования рассматриваемой системы получено распределение энергии волнового поля по радиусу от обсаженной колонной скважины. Получены импульсные, переходные и передаточные характеристики для системы слоев с различными импедансами и частотными свойствами, находящихся за обсадной колонной. Одновременно исследовалась динамическая модель волнового воздействия кумулятивной струи на окружающую скважину систему слоев с различными свойствами.

Подробно рассмотрены особенности и функциональные схемы исследований первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, основанные на использовании энергоемкости первичного и вторичного вскрытия ПП. Приведены функциональные зависимости продуктивности различных типов пластов-коллекторов от энергоемкости первичного и вторичного вскрытия ПП. По результатам физического и математического моделирования изучен механизм проникания энергии волнового воздействия в окружающую среду и зависимость глубины проникания кумулятивной струи от импеданса мишени.

Результаты сопоставления теоретических и экспериментальных исследований глубины пробития приведены на рис. 3.

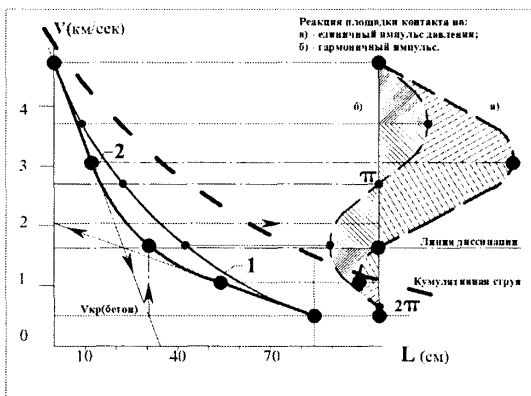


Рис. 3. Сопоставление теоретического и экспериментального графиков пробития мишени, где: 1 – теоретический график; 2 – график по данным эксперимента.

Произведена оценка влияния конструкции кумулятивного заряда и состава облицовки на параметры перфорационного канала. Выявлено отличие в пробитии мишени металлическими и порошковыми кумулятивными струями для короткофокусных зарядов.

Дана оценка эффективности перфорационных зарядов и их плотности на энергоемкость разрушения окружающих скважину горных пород с различными импедансными свойствами.

Для проверки результатов математического моделирования автором были проведены многочисленные исследования на специально разработанном стенде для натурального физического моделирования эффекта взаимодействия кумулятивной струи с разными мишенями. Впервые в мире проведены измерения *скорости пробития* порошковой кумулятивной струей мишеней из материалов с различными прочностными и импедансными характеристиками, измерены скорости отдельных частей кумулятивной струи, определены основные параметры перфорационного заряда, и их влияние на формирование

и пробивные свойства струи. Также отмечено влияние материала мишени на размеры перфорационного канала. (Рис. 4).

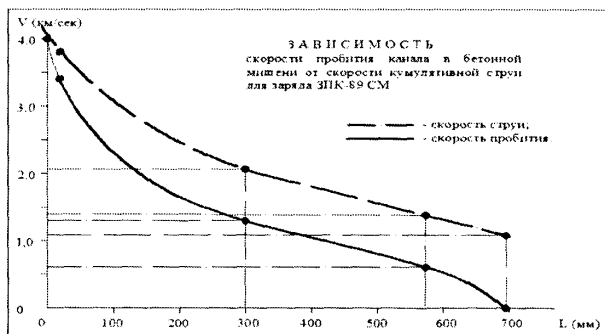


Рис. 4. График зависимости скорости пробития от скорости кумулятивной струи.

Для подтверждения данных математического и физического моделирования проведены многочисленные скважинные исследования при первичном и вторичном вскрытии ПП. Проведенные теоретические и экспериментальные исследования доказали правильность физических предпосылок о возможности использования в качестве критериев оптимизации первичного и вторичного вскрытия энергетического параметра – энергоемкости разрушения горных пород.

Приведенные результаты исследований позволили сформулировать принципы построения технологических схем и управления вскрытием ПП на основе комплексирования волнового воздействия и скважинных гидродинамических исследований при различных способах заканчивания скважин: открытым стволом, после обсадки колонной, после гидроразрыва пласта (ГРП) или заканчивании горизонтального ствола фильтром.

Полученные данные использованы в системе оптимального проектирования вторичного вскрытия продуктивных пластов, по которым определяется оптимальная плотность перфорации для различных типов горных пород и ф ильтрационных свойств вскрываемых пластов-коллекторов. Выбранная при этом оптимальная плотность перфорации позволяет обеспечить максимально возможное гидродинамическое совершенство скважины.

На основе результатов моделирования и данных экспериментальных исследований можно сделать следующие выводы:

- Волновое поле в призабойной зоне пласта существенно зависит от спектральных особенностей и длительности волнового воздействия.
- Выявлены зависимости глубины проникновения энергии волнового поля от свойств импедансных характеристик продуктивных пластов и радиуса измененной зоны пласта (в процессе первичного вскрытия).
- Впервые, на основании предложенной автором энергетической модели продуктивного пласта, получены зависимости гидродинамического

совершенства с кважины от импедансных характеристик продуктивного пласта и степени загрязнения пласта при первичном вскрытии.

- Установлено, что эффективность вторичного вскрытия продуктивных пластов определяется максимальной глубиной проникновения импульса воздействия и его длительностью при условии согласования импедансных свойств перфорационной системы и измененной зоны пласта.
- По данным скважинных экспериментальных исследований установлены зависимости, позволяющие определить оптимальные плотность перфорации и глубину пробития перфорационных каналов для различных геолого-технических условий вскрытия продуктивных пластов и типов коллекторов с различными импедансными свойствами.
- Впервые предложены технологические схемы первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов, основанные на одновременном измерении забойных параметров вскрытия и наземных информационных параметров.
- Предложены и разработаны энергетические критерии оптимизации первичного и вторичного вскрытия, основанные на минимизации энергоемкости вскрытия продуктивных пластов и влияния волнового воздействия на пласт.
- Разработаны требования к созданию оптимизированной технологии заканчивания скважин, основанной на вскрытии продуктивных пластов при управлении волновым воздействием на вскрываемые пласты и контроле всего процесса гидродинамическим информационным сопровождением.
- Полученные результаты скважинных экспериментальных исследований подтвердили необходимость учета энергетических и частотных особенностей воздействия волнового поля на ПЗП при проектировании технологических схем.

В третьей главе изложена методология оптимального проектирования процесса заканчивания с кважин на основе результатов прогнозирования физико-геологических и гидродинамических моделей целевых объектов. Проведенный анализ современного состояния разработки систем проектирования и заканчивания нефтегазовых скважин позволил разработать требования к оптимальному комплексу исследований при вскрытии ПП. Также выработаны требования к построению системы оптимального проектирования стадии заканчивания и освоения скважин как в осложненных геолого-технических условиях разведочного бурения, так и при строительстве эксплуатационных и нагнетательных скважин на стадии разработки нефтегазовых месторождений.

Основными требованиями являются:

- высокоточный и достоверный прогноз выбора приоритетных скважин и целевых объектов заканчивания;
- систематизация и схематизация структурных построений залежей УВС;
- прогноз фильтрационно-емкостных характеристик объектов заканчивания;
- прогноз водонесfähных и газожидкостных контактов;
- прогноз продуктивности объектов заканчивания;
- прогнозная оценка напряженности и анизотропии ПЗП и ПП;

- прогноз оптимальных технологических схем перфорации и заканчивания нефтегазовых скважин;
- прогноз оптимальных величин депрессии (репрессии) в процессе освоения и параметров технологической жидкости;
- составление технологических схем и программ вскрытия ПП,
- прогноз интенсификации притока и освоения скважин с оптимальным выбором режимов эксплуатации скважин для конкретных геолого-технических условий.

При составлении проектных документов для оптимизации вторичного вскрытия и заканчивания скважин особую значимость приобретает создание прогнозных физико-геологических и гидродинамических моделей призабойной зоны пласта и продуктивного пласта в целом, как о сновы постоянно-действующей модели для последующей оптимальной разработки месторождений УВС. На основе анализа современного состояния проблемы моделирования (системы скважина – пласт) в работе дается методология построения физико-геологических и гидродинамических моделей продуктивных пластов. Они являются основой для построения дальнейшей оптимальной стратегии их первичного и вторичного вскрытия, с целью максимального сохранения коллекторских свойств ПП. Разработанные автором функциональные схемы оптимального проектирования заканчивания скважин приведены на рис.5, рис.6 и рис.7.



Рис. 5. Функциональная схема проектирования оптимизированной технологии первичного вскрытия ПП.



Рис. 6. Функциональная схема проектирования оптимизированной технологии вторичного вскрытия ПП и освоения скважин.



Рис. 7. Функциональная схема системы оптимального проектирования заканчивания и освоения скважин.

Результатом работы системы проектирования является компьютеризированный рабочий проект на заканчивание скважины, составленный в соответствии с утвержденными нормативно-справочными и инструктивно-методическими документами.

В состав системы входят следующие основные информационные модули:

- модуль выбора приоритетных скважин;

- модуль прогноза интервала вскрытия продуктивного пласта-коллектора;
- модуль прогноза гидродинамической модели интервала перфорации;
- модуль прогноза физико-геологической модели продуктивного пласта;
- модуль прогноза оптимальных параметров первичного и вторичного вскрытия ПП;
- модуль прогноза оптимальных параметров воздействия на призабойную зону пласта;
- модуль проектирования оптимальных параметров освоения скважины и ввода в эксплуатацию методом переменных динамических давлений (ПДД);
- модуль прогнозной оценки эффективности первичного и вторичного вскрытия ПП.

Отличительными особенностями разработанной системы проектирования заканчивания скважин являются предложенные автором критерии оптимизации первичного и вторичного вскрытия ПП. Заключается это в минимизации энергоемкости разрушения горных пород при первичном вскрытии ПП (наряду с обеспечением минимума дифференциального давления в системе скважина – ПП) и в минимизации энергоемкости воздействия на призабойную зону пласта при вторичном вскрытии ПП.

Особый интерес представляет предложенный и разработанный автором модуль проектирования оптимальных параметров интенсификации притока флюида из пласта и освоения скважин, где предусматривается прогноз оптимальных режимов эксплуатации скважины методом переменных динамических давлений. Конечным результатом работы системы проектирования является автоматизированное построение глубинных разрезов нефте-газо-водонасыщенности, коллекторских свойств ПП, пластового давления и др. с выбором интервалов перфорации по глубине скважины и оптимизационных технологических схем вскрытия ПП и освоения скважин.

Прогноз фильтрационно-емкостных свойств, напряженного состояния и анизотропии околоскважинного пространства на 3D-моделях позволяет по-новому подойти к стратегии качественного первичного и вторичного вскрытия ПП.

На основании результатов проведенных в данном разделе исследований сделаны следующие выводы:

- Разработаны требования к построению оптимальной системы, состоящей из проектирования процесса вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин.
- Разработана система прогнозирования выбора объектов заканчивания нефтяных и газовых скважин на основе 3D-моделирования геоинформации наземных и скважинных исследований.
- Разработаны требования и система проектирования оптимальных параметров первичного вскрытия продуктивных пластов.
- Разработаны требования к системе и система проектирования оптимального вторичного вскрытия продуктивных объектов.
- Разработаны методическое и программное обеспечение для статистического моделирования объектов заканчивания и интервалов вскрытия на основе

интегрированной обработки и интерпретации геолого-геофизической и гидродинамической информации.

В результате опробования на пилотных объектах первой очереди компьютеризированной системы проектирования САПР «Вскрытие пластов и освоение скважин» показана возможность управления энергетическим состоянием объектов заканчивания и освоения скважин, на основе гидродинамического сопровождения оптимизированного процесса заканчивания нефтяных и газовых скважин в реальном времени.

В четвертой главе приведены результаты разработки компьютеризированной системы оперативного контроля и управления первичным и вторичным вскрытием продуктивного пласта на основе разработанных критериев оптимизации заканчивания скважины.

Для промышленного внедрения разрабатываемой технологии необходима разработка специализированной аппаратуры, позволяющей в составе серийно выпускаемых станций геолого-технологического и технического контроля осуществлять оптимизацию всего цикла заканчивания скважин в реальном масштабе времени.

Полученные автором результаты теоретических и экспериментальных исследований оптимизированной системы заканчивания скважин позволили сформулировать следующие основные требования к подсистеме «Первичное и вторичное вскрытие продуктивных пластов» и к подсистеме «Интенсификация притока и освоение скважины».

Требования к разработке компьютеризированной аппаратуры заканчивания скважин подробно изложены в техническом задании на разработку подсистемы ОИУС ОАО «Газпром» «Вскрытие и испытание пластов» («АРМ-Технолог»), утвержденном ОАО «Газпром»:

- подсистема «Первичное и вторичное вскрытие ПП» должна обеспечивать регистрацию энергоемкости механического бурения ствола скважины в процессе первичного вскрытия и регистрацию, по крайней мере, в двух точках по глубине скважины сигналов давления и температуры во время проведения вторичного вскрытия продуктивного пласта;
- наземная часть подсистемы должна обеспечивать наличие автоматического режима момента срабатывания перфорационной системы и глубинного устройства, позволяющего программным путем менять режим работы приборов для записи информационных параметров;
- подсистема должна обеспечивать непрерывный контроль:
 - давление и температуру ПЗП в процессе вторичного вскрытия;
 - контроль всех технологических операций, проводимых в скважине как во время ПВР, так и после проведения ПВР (вызов притока, долив скважины, снижение уровня жидкости в НКТ, компрессирование и т.д.);
 - во время мероприятий по обработке ПЗП.
- подсистема должна обеспечивать контроль спуска и подъема перфоратора в процессе проведения ПВР в условиях депрессии-репрессии независимо от типа скважины;

- скважинная часть разрабатываемой аппаратуры должна обеспечивать высокую устойчивость не только к ударным и вибрационным воздействиям, но и высокую степень помехозащищенности электронных устройств;
- при автономном использовании скважинной части аппаратуры должно быть обеспечено минимальное энергопотребление.

На основании перечисленных требований, предложенной автором функциональной схемы и результатов НИР и ОКР, проведенных под руководством и непосредственном участии автора, разработаны опытно-методические образцы аппаратуры ШИП-А, АМТП-73С, «АРМ-Вскрытие и испытание», позволяющие осуществлять как контроль первичного и вторичного вскрытия пластов-коллекторов, так и процесс освоения скважины. В работе подробно описаны функциональные схемы разработанных типов аппаратуры, даны их технические характеристики и методические возможности при решении задач вскрытия и освоения скважины.

Технические характеристики разработанных типов аппаратуры ШИП-А и АМТП-73С представлены в табл.2.

Таблица 2.
Технические характеристики автономных приборов ШИП-А (К) и АМТП-73 С.

Автономная аппаратура ШИП-А		Автономная аппаратура АМТП-73 С	
Число измерительных каналов	2	Число измерительных каналов	2
Диапазон измерений			
Статистического давления, МПа	0 - 100	Статистического давления, МПа	0 - 100
Температура, °С	40+125	Температура, °С	40+125
Частота преобразования, Гц		Частота преобразования, Гц:	
в режиме КП	0,004-11	в режиме КП	0,004-11
в режиме ВЗРЫВ	105	в режиме ВЗРЫВ	105
Длительность измерений:			
в режиме ВЗРЫВ, сек	от 5 до 60	в режиме ВЗРЫВ, сек	от 5 до 60
в режиме КП	До заполнен. памяти	в режиме КП	До заполн. памяти
в режиме СПУСК	До превыш. заданного давления	в режиме СПУСК	До превыш. заданного давления
Разрядность АЦП, бит	24	Разрядность АЦП, бит	24
Число двоичных разрядов выходного кода, бит	16	Число двоичных разрядов выходного кода, бит	16
Объем память, Мбит	16	Объем память, Мбит	16
Ресурс авт. питания	не менее 6 месяцев	Ресурс авт. питания	не менее 6 месяцев
Количество ударных воздействий (ускорение – 200 м/с ² , длит. – 0,03 сек)	не менее 20	Количество ударных воздействий (ускорение – 200 м/с ² , длит. – 0,03 сек)	не менее 20
Габариты:			
Диаметр, мм	38	Диаметр, мм	38
Длина (вариант штанги), мм	1740	Длина (вариант штанги), мм	1740
Вес, кг	8,4	Вес, кг	15

Аппаратура позволяет регистрировать измеряемые данные в цифровом виде и представлять их в виде каротажных диаграмм. Отличительными особенностями аппаратуры ШИП-А и АМТП-73С являются:

- наличие автоматического режима регистрации срабатывания перфоратора и глубинного устройства, позволяющего программным путем регулировать режимы функционирования приборов для записи кривых притока (КП), кривых восстановления давления (КВД) и выбора оптимальных депрессий при освоении скважин;
- высокую устойчивость не только к ударным и вибрационным воздействиям, но и высокую помехозащищенность;
- малое энергопотребление.

Отличительной особенностью системы «АРМ-Вскрытие и испытание» является возможность обработки данных аппаратуры ШИП-А и АМТП-73С в реальном времени, а также возможность осуществлять оперативное управление первичным вскрытием продуктивных пластов при наличии беспроводного гидроакустического канала связи забой – устье скважины.

На основе разработанных автором алгоритмов управления качественным первичным и вторичным вскрытием продуктивных пластов совместно с отделом информационных технологий ЗАО «Геоспектр» разработано программное обеспечение оптимизированной технологии заканчивания скважин «Optimum-RS». Функциональная схема оперативного управления вторичным вскрытием ПП и освоением скважин представлена на рис. 8.



Рис. 8. Функциональная схема оптимизированного заканчивания скважин с обеспечением управляемого вскрытия ПП.

Следует отметить, что автором впервые в практике заканчивания скважин предложена и разработана технологическая схема вторичного вскрытия и контрольно-измерительная аппаратура, позволяющие в оперативном режиме

регистрировать и рассчитывать следующие характеристики вторичного вскрытия:

- параметры давления и температуры до подрыва перфоратора;
- параметры давления и температуры в процессе подрыва перфоратора;
- фактическое гидростатическое давление в стволе скважины;
- кривые притока-поглощения;
- текущая продуктивность;
- забойное давление;
- пластовое давление;
- потенциальный дебит;
- коэффициент гидродинамического совершенства скважины.

В качестве примера на рис. 9 представлены результаты оперативного контроля вторичного вскрытия перфоратором на НКТ с установкой межколонного пакера между НКТ и обсадной колонной и стеклянного диска (мембраны) в НКТ, отсекающего подпакерное пространство.

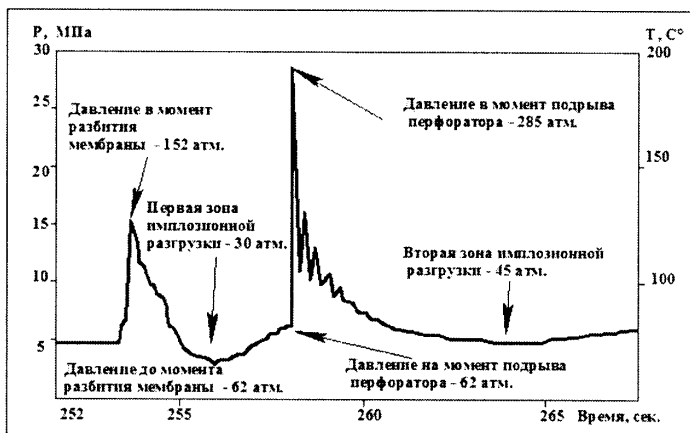


Рис. 9. Пример контроля вторичного вскрытия ПП на депрессии в реальном времени аппаратурой ШИП-К.

Депрессия на момент вскрытия пласта достигалась спуском полупустых труб НКТ и снижением уровня жидкости в НКТ свабированием. Подрыв перфоратора осуществлялся сборкой инициирующей штанги с овмещенной с автономной аппаратурой, содержащей скважинный манометр-термометр, доставка которой до инициирующей головки перфоратора осуществляется на геофизическом кабеле. Использование дистанционного манометра-термометра позволяет в реальном времени передавать по кабелю всю скважинную информацию на дневную поверхность, что позволяет оперативно управлять процессом освоения скважины.

В работе приведены многочисленные результаты опробования и применения разработанных типов аппаратуры для первичного и вторичного

вскрытия ПП в различных геолого-технических условиях. Пример регистрации и контроля вторичного вскрытия приведен на рис. 10.

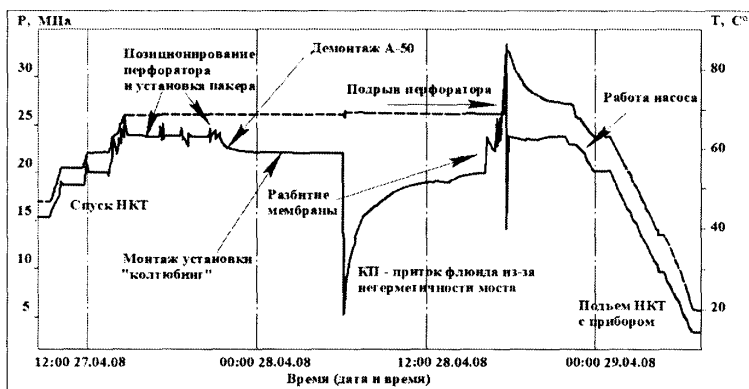


Рис. 10. Результаты гидродинамического сопровождения ПВР аппаратурой АМТП73С, установленной под перфоратором.

В результате проведенных исследований и опытно-промышленных испытаний разработанных комплексной технологии и компьютеризированной аппаратуры сформулированы следующие основные выводы:

- На основе многочисленных скважинных исследований разработаны требования и аппаратура для оперативного контроля и управления первичным и вторичным вскрытием продуктивных пластов, обеспечивающие их качественное вскрытие.
- На основе разработанной методики обработки скважинных материалов сформулированы критерии оптимизации и решены задачи качества первичного вскрытия продуктивных пластов в реальном масштабе времени. Это позволяет за счет снижения энергии волнового поля, возникающего на забое скважины, минимизировать энергоемкость процесса механического углубления ствола скважины в интервале продуктивного пласта.
- Результаты промышленных испытаний разработанного аппаратно-методического комплекса позволили разработать и утвердить в ОАО «Газпром» техническое задание, технический и рабочий проекты подсистемы «Вскрытие пластов и освоение скважин» в составе компьютеризированного аппаратно-программного комплекса «АРМ-Технолог», использованного в качестве пилотного проекта при реализации отраслевой информационно-управляющей системы на предприятиях ОАО «Газпром».
- Результаты разработки аппаратно-методического комплекса для оптимизированного вторичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин позволили создать комплексную оптимизированную технологию заканчивания скважин с совмещением в реальном времени операций по вторичному вскрытию и освоению скважин с гидродинамическим сопровождением и интенсификацией притока.

- Разработанное технико-методическое обеспечение управляемой технологии первичного вскрытия продуктивных пластов позволяет по новому подойти к реализации технологии равновесного бурения или бурения на минимальной репрессии в системе скважина - продуктивный пласт, причем использование беспроводного канала связи для получения информации о забойных процессах позволяет впервые реализовать разработанную технологию при бурении горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин.
- Впервые в мировой практике разработанная автором комплексная технология управляемого первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин позволяет по новому подойти к процессу 3D-разработки сложно-построенных залежей и месторождений углеводородного сырья, как в начальной стадии разработки, так и при вторичной (третичной) разработке, обеспечивая максимальное извлечение продукта из пластов – коллекторов.
- Впервые в мировой практике предложенная комплексная технология оптимизированного заканчивания скважин «3D-Заканчивание». Информационное обеспечение в режиме «On-Line» всех технологических мероприятий на скважинах позволяет по новому подойти к реализации оптимизированной 3D-технологии вторичной (третичной) нестандартной разработки месторождений УВС. Появляется возможность реализовывать направленное регулирование процесса вытеснения УВС из залежи (месторождения) и управлять коэффициентом охвата залежи (месторождения) технологическим агентом за счет выбора оптимальных схем и стратегии дополнительной перфорации в добывающих и нагнетательных скважинах, согласно рассчитываемым «САПР - Вскрытие и освоение» моделям околоскважинного и межскважинного пространства.

В пятой главе изложены научно-методические основы использования разработанных автором инновационных аппаратно-технических и технологических решений при заканчивании и освоении скважин в осложненных геолого-технических условиях.

С целью учета различных режимов заканчивания и освоения скважин, а также определения эффективности вскрытия продуктивных пластов в различных геолого-технических условиях в работе представлена разработанная автором методология моделирования кривых притока-поглощения. Расчеты сделаны для моделей пластов, основанных на упругом режиме фильтрации, согласно известным алгоритмам интегральных соотношений, обеспечивающим достаточно высокую точность вычислений при решении уравнений пьезопроводности для заданных значений параметров пласта и скважины.

Результаты модельного анализа режимов фильтрации позволяют исключить влияние искажающих факторов на результаты измерений параметров ПП и гидродинамического совершенства скважины, обеспечивая разработанное гидродинамическое сопровождение перфорации на трубах в каждом конкретном случае. Приведена и подробно проанализирована методика обработки и интерпретации скважинных материалов заканчивания скважин. Дан анализ результатов гидродинамического сопровождения на ряде пилотных объектов, как при разведочном бурении, так и при заканчивании наклонно-

направленных и горизонтальных скважин. Результаты анализа и сопоставления параметров продуктивного пласта, полученные различными методами обработки кривой притока, приведены в табл.3.

Таблица 3.

Сопоставление параметров продуктивного пласта, полученных различными методами обработки кривой притока.

Участок КП-1	Параметры				
	Количество точек	Коэффициент корреляции	ϵ , Д, см/сПз	б.е. %	$\kappa/R_{пр}^{2,1/c}$
Метод наилучшего совмещения фактической кривой и расчетной					
КП-1(1)	14	0,100	3,4000	0,00	32,12
КП-1(2)	75	0,012	2,7000	0,00	40,83
КП-1(3)	5	0,020	3,0000	0,00	500,00
КП-1(4)	27	0,056	3,3000	0,00	352,00
Метод прямойлинейной анаморфозы – фактические точки					
КП-1(1)	13	0,5202	3,3916	0,24	27,73
КП-1(2)	15	0,5732	2,0015	25,87	0,8529
КП-1(3)	-	-	-	-	-
КП-1(4)	8	0,6052	0,5864	82,23	0,00016
Метод прямойлинейной анаморфозы – расчетные точки					
КП-1(1)	14	1,0000	3,3976	0,07	32,12
КП-1(2)	15	1,0000	2,4179	10,45	7,6207
КП-1(3)	-	-	-	-	-
КП-1(4)	8	0,9997	1,8688	43,37	0,0778

Результаты сопоставления данных испытателя пластов на трубах с данными обработки разработанного гидродинамического обеспечения вторичного вскрытия продуктивного пласта АС₁₂, выбранного в качестве пилотного объекта, представлены в таблице 4.

Таблица 4.

Сопоставление результатов КИИ с данными гидродинамического обеспечения вторичного вскрытия продуктивного пласта.

Данные о пласте	Обработка КВД КИИ-146	Обработка кривой притока
Дата исследования	26.03.2008	30.04.2008
Пласт	АС ₁₂	АС ₁₂
Интервал опробования	2389-2406	2388-2402
Эффективная толщина, $h_{эф}$, см	40	40
Пористость, л	0,15	0,15
Сжимаемость нефти в пласт. усл. β_n , 1/ат	$4,3 \times 10^{-5}$	$4,3 \times 10^{-5}$
Сжимаемость пористой среды, β_p , 1/ат	1×10^{-5}	1×10^{-5}
Упругость пласта, $\beta^* = m \beta_n + \beta_p$, 1/ат	-	$1,645 \times 10^{-5}$
Результаты обработки		
Пластовое давление, $P_{пл}$, ат	242,20	227-228
Гидропроводность, ϵ , Д см/сПз	0,4278	0,4800
Пьезопроводность, κ , см ² /с	1658	729
Проницаемость, k , мД	10,7	12,0
Приведенный радиус, $r_{пр}$, см	91,2	99,9
Скин-фактор, S	-2,21	-2,30
Расч. коэф. прод. η , (м ³ /сут)/ат для $R_k = 250$ м	0,042	0,047

Подробно приводятся алгоритмическое обеспечение и методика комплексной оценки эффективности первичного и вторичного вскрытия ПП. Дана оценка эффективности обработки ПЗП при освоении скважин. Приведены результаты комплексной обработки данных гидродинамических измерений в

процессе заканчивания скважин методом переменной депрессии, позволяющие определить оптимальные дебиты (расходы нагнетательного агента) в добывающих и нагнетательных скважинах для последующей оптимизированной разработки месторождений УВС.

На основе результатов математического моделирования и результатов опробования разработанных оптимальных схем вторичного вскрытия ПП, проведенных под руководством и непосредственным участии автора, в работе приведены основные технологические схемы вторичного вскрытия в условиях сложного геологического строения нефте-водонасыщенных зон на примере сложнопостроенных месторождений Западной Сибири и Самарской области.

По результатам изучения взаимосвязей между параметрами обводненности и коэффициентом охвата залежи заводнением, выявлены статистические закономерности между начальной нефтенасыщенностью и обводненностью пласта, проницаемостью нефтенасыщенных и водонасыщенных зон и параметрами вторичного вскрытия пласта (перфорированная мощность, плотность перфорации и др.).

Приведены методические основы оценки эффективности первичной и вторичной перфорации в зависимости от гидродинамических параметров ПП и водонасыщенной зоны, оптимальных схем перфорации и величин депрессии (репрессии) на продуктивный пласт.

На основании результатов статистического моделирования и результатов анализа классифицированных моделей залежей разработаны оптимальные схемы вторичного вскрытия для задаваемых геолого-технических условий.

В результате проведенных многочисленных экспериментальных исследований автором разработаны оптимальные технологические приемы заканчивания скважин, основанные на совмещении технологических операций вторичного вскрытия и обработки ПЗП с гидродинамическими исследованиями (ГДИ).

Опыт использования автором оптимальных схем трубной перфорации показал их высокую эффективность, но для документального анализа необходима информация, получаемая при совмещении с гидродинамическими исследованиями. В работе подробно изложена технология повышения эффективности добывающих скважин при комплексном проведении перфорации и обработке ПЗП перфорированного пласта. Технология предусматривает проведение работ в три этапа: фоновые гидродинамические скважинные исследования, закачка технологической жидкости и после закачки гидродинамические исследования при вторичном вскрытии.

Специально выполненное математическое моделирование и анализ результатов скважинных исследований позволили разработать рекомендации по эффективному использованию комплексной технологии интерпретации результатов исследований. По данным экспериментальных исследований на пилотных объектах установлено, что в результате применения разработанной технологии гидропроводность ПП возросла в 1,5 - 2 раза, а коэффициент продуктивности увеличился в 2,0 - 2,5 раза.

С целью увеличения КИН при вторичной (третичной) разработке месторождений УВС и установления оптимальных дебитов добывающих скважин автором предложены технологические и технические решения по

оптимизации перфорационных систем. Выбор технологической схем проведен на основе анализа физико-геологических и гидродинамических 3D-моделей залежей (месторождений), как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах, что и позволяет обеспечить максимальное вытеснение продукта из продуктивной залежи (месторождения).

Предложенные автором технологические и технические решения по регулированию вытеснения УВС на поздней стадии разработки месторождений при помощи объемного воздействия перфорационными системами одновременно в добывающих и нагнетательных скважинах, с установлением оптимальных дебитов и расхода технологического агента в нагнетательных скважинах, позволяют впервые по-новому подойти к созданию предложенной автором 3D-оптимизированной технологии заканчивания скважин (3D-заканчивание). При этом появляется возможность оптимизировать не только процессы заканчивания и освоения отдельных добывающих и нагнетательных скважин, но и управлять в реальном времени при помощи гидродинамического мониторинга коэффициентом вытеснения УВС из обводненной залежи (месторождения). Сравнение предложенных оптимальных систем вторичного вскрытия с интенсификацией притока и установлением оптимальных дебитов добывающих с кважин на выбранных пилотных объектах, проведенное с помощью характеристик вытеснения, с базовыми показателями накопленной добычи нефти, показало кратное увеличение прироста КИН.

Результаты проведенных в данном разделе исследований позволяют сформулировать следующее:

1. Разработаны научно-методические основы использования инновационных технологий, разработанные автором, при реализации единой концепции взаимосвязи первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин на примерах проектирования строительства, заканчивания и освоения вертикальных разведочных, наклонно-направленных и горизонтальных добывающих скважин.
2. Разработанные автором инновационные решения защищены блоком свыше 30 патентов РФ.
3. Разработана методика обработки и интерпретации скважинных материалов гидродинамических исследований, обеспечивающая информационное обеспечение вторичного вскрытия и возможность управления заканчиванием и освоением скважин в реальном времени.
4. Разработана технология моделирования фильтрационных характеристик продуктивных пластов, позволяющая повысить достоверность определения гидродинамических характеристик ПП и снизить степень загрязнения пластов при заканчивании скважин в осложненных геолого-технических условиях.
5. Разработана технология методического сопровождения заканчивания и освоения скважин для различных геолого-технических условий нефтяных месторождений Сургутского региона и Самарской области.
6. Разработана методология моделирования характера изменения кривых притока-поглощения. Она применима для различных геолого-технических условий заканчивания скважин и позволяет реализовать количественную

- обработку этих данных в рамках теории как жесткого, так и упругого режимов фильтрации.
7. Результаты проведенного моделирования кривых притока при интенсификации притока, свабировании или компрессировании показали необходимость его проведения с целью повышения эффективности заканчивания и освоения скважин в осложненных геолого-технических условиях.
 8. Выбор оптимального времени вызова притока и поглощения показал особую эффективность при проведении работ в горизонтальных скважинах, когда появляется возможность исследования удаленных частей продуктивного пласта.
 9. По результатам применения разработанного гидродинамического обеспечения и управления процессом заканчивания и обработки ПЗП в процессе освоения скважины гидропроводность пласта в результате ОПЗ на пилотных объектах возросла в среднем в 3 раза при снижении скин-эффекта.

В шестой главе приведены результаты промышленного опробования и внедрения разработанной аппаратуры и технологических решений по оптимизированному заканчиванию и вводу нефтегазовых скважин в эксплуатацию в ряде нефтегазовых регионах страны в различных геолого-технических условиях. Особое внимание уделено результатам опробования и внедрения технических и технологических решений при вторичном вскрытии продуктивных пластов-коллекторов.

Для работы с аппаратурным комплексом контроля и управления вторичным вскрытием продуктивных пластов под руководством автора разработано программное обеспечение «MANView», предназначенное для визуализации и обработки диаграмм давления и температуры, зарегистрированных в процессе проведения прострелочно-взрывных работ. Обработка кривых КП и КВД, сформированных в LAS-формате, выполнены разработанным программным обеспечением «Гидрозонд» и «ГДИ-эффект» совместно с ОАО «Сургутнефтегаз».

В работе подробно приведены результаты применения разработанных технологических схем вскрытия пласта трубными перфорационными системами с гидродинамическим сопровождением в вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважинах (при вскрытии пласта, как на депрессии, так и на репрессии).

Опытно-промышленное опробование и внедрение разработанной комплексной технологии осуществлялось в течение 1996-2010 гг. под руководством и при непосредственном участии автора при строительстве добывающих и разведочных скважин на площадях ОАО «Сургутнефтегаз», НК «Роснефть» ДО «СамараНГ», ОАО «Лукойл» и ОАО «Газпром», как на стадии проектирования заканчивания скважин, так и на стадии управления заканчиванием скважин в режиме реального времени.

Таблица 5.

Сравнительный анализ эффективности базовой и разработанной оптимизированной технологии заканчивания скважин.

№ п/п	Основные характеристики заканчивания скважин	Базовая технология заканчивания скважин	Оптимизированная технология заканчивания скважин	Патентования технических и технологических решений
1	Прогнозирование объекта заканчивания	Литолого-стратиграфическая привязка к разрезу	Прогноз объектов заканчивания по импедансным свойствам (3D-технология)	Патенты №№ 2065182, 2208155
2	Прогноз фильтрационно-емкостных характеристик при первичном вскрытии	Прогноз коллекторских свойств пластов	Прогноз фильтрационных свойств, продуктивности и импедансных свойств пластов	Патенты №№ 2065182, 2208155, 2065931
3	Критерии оптимизации первичного вскрытия	Щадящий режим механического углубления, БМР	Минимум энергоемкости разрушения горных пород, БМР	Патенты №№ 2203413, 2208155
4	Проектирование оптимальных режимов первичной и вторичного вскрытия	Неуправляемая репрессия на продуктивный пласт	Управляемая репрессия (депрессия), проектирование импедансных свойств перфосистем	Патенты №№ 2121564, 2176731
5	Контроль и управление первичным вскрытием объекта заканчивания в реальном времени	Отсутствует	Обеспечение оптимальных показателей качественного вскрытия ПП в «On-Line»-режиме	Патенты №№ 2065931, 2065182, 2208155
6	Контроль и управление вторичным вскрытием объекта заканчивания в реальном времени	Отсутствует	Управление на основе гидродинамического сопровождения в «On-Line»-режиме	Патенты №№ 2208150, 2203413, 2160829, 2233468
7	Оптимизация выноса притока из пласта в «On-Line»-режиме	Отсутствует	Управление выносом притока за счет контроля депрессии и продуктивности в «On-Line»-режиме	Патенты №№ 2065931, 2121564
8	Оптимизация дебитов добывающих скважин при освоении	Отсутствует	Выбор оптимальных дебитов добывающих скважин методом переменных давлений на ПП	Патенты №№ 2176731
9	Оптимизация заканчивания боковых и горизонтальных стволов в реальном времени	Отсутствует	Управление процессом заканчивания за счет технологии «гибкой трубы»	Патенты №№ 2176731, 2121564, 2160829, 2233428

В отличие от существующей базовой технологии заканчивания и освоения скважин разработанная технология позволяет осуществить решение следующих задач:

- проектирование оптимальных показателей качественного первичного вскрытия продуктивных пластов-коллекторов на основе прогнозирования энергетических (импедансных) моделей объектов заканчивания;
- обеспечение оптимальных проектных показателей циркуляционной системы «скважина-пласт». Это позволяет осуществить первичное вскрытие ПП на минимальной репрессии с одновременной реализацией критерия минимизации энергоемкости разрушения горных пород в процессе механического углубления ствола скважины;
- оперативное регулирование репрессии и энергоемкости бурения с целью качественного первичного вскрытия продуктивных пластов в режиме реального времени «On-Line», согласно разработанному программному комплексу «Вскрытие пластов и освоение скважин»;
- Проектирование показателей вторичного вскрытия и параметров перфорационных систем на основании энергетического согласования импедансных свойств перфосистем и объекта заканчивания в рамках

разработанной системы проектирования «САПР – Вскрытие пластов и освоение скважин»;

- Оперативный контроль и управление качественным вторичным вскрытием продуктивных пластов с применением разработанной автором компьютеризированной аппаратуры гидродинамического сопровождения процессов вторичного вскрытия продуктивного пласта и освоения скважин;
- Возможность контроля и оперативного управления вызовом притока из пласта в режиме «On-Line», что позволяет, в конечном итоге, установить оптимальный дебит скважины при ее вводе в эксплуатацию;
- Возможность оптимизации заканчивания боковых и горизонтальных стволов в реальном времени с использованием гидродинамического информационного обеспечения и реализации технологии «гибкой трубы».

Данные по сравнению эффективности разработанной оптимизированной технологии заканчивания и известной базовой приведены в таблице 5.

Использование и внедрение разработанных технических и технологических решений по заканчиванию скважин, приведенных в таблице 5, позволило в целом, более чем в 100 скважинах значительно повысить продуктивность скважин и их реальный дебит.

Результаты сравнения эффективности разработанной технологии и результатов заканчивания скважин по базовой технологии на 5-ти месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз» приведены в таблице 6.

Таблица 6.

Сравнительные данные заканчивания опытных и базовых скважин ОАО «Сургутнефтегаз».

Месторождение, пласт	№№ скважин	Интервал заканчивания, м	Технология заканчивания*	Дебит, т/сут	Удельный коэффициент продуктивности, м ³ /МПа·м
Опытные скважины					
Лянторское, АС-9	6564V/658	2532,0-2544,0	1В, 1О	89,7	0,375
Лянторское, БС-82	7048V/688	2704,0-2728,0	1В, 1О	102,5	0,263
Западно-Сургутское, БС11	473Б/20Б	2879,0-2910,0 2970,0-2946,0	1П, 1В, 1О	130,5	0,101
Западно-Сургутское, БС10	467Б/23	2750,0-2810,0	1П, 1В, 1О	140,8	0,476
Саянское, БС 10	24V/12	2699,0-2742,0	1В, 1О	121,4	0,275
Яун-Лорское, АС-7-8	1375Г	2132,0-2203,0	1В, 1О	105,7	0,345
Лукьявинское, АС-9	1874В	2752,0-2787,0	1В, 1О	108,5	0,292
Базовые скважины					
Лянторское	6584	2234,6-2241,6	2В	7,6	0,025-0,045
Западно-Сургутское	1077	2378-2386	2В	11,3	0,015-0,025
Саянское	65	2810,6-2814,4	2В	9,2	0,025
Яун-Лорское	521	2659-2672,5 2678-2679	2В	12,2	0,01-0,015
Лукьявинское	3607	2373,6-2379,0 2388,0-2390,5	2В	19,6	0,021-0,035

*Технологии заканчивания:

- 1 – разработанная оптимизированная технология заканчивания;
- 1П – первичное вскрытие;
- 1В – вторичное вскрытие;
- 1О – обработка ПЗП и освоение скважины;
- 2 – базовая технология ОАО «Сургутнефтегаз».

Использование в таблице 6 в качестве сравнительной характеристики заканчивания опытных и базовых скважин удельной продуктивности объекта заканчивания позволяет более достоверно оценить влияние на показатели гидродинамического совершенства скважины таких факторов, как различие в

коллекторских свойствах продуктивных пластов, различие дебитов скважин, различие эффективной мощности пластов, различные интервалы перфорации, степень обводненности и др.

Приведенные в таблице 6 данные о кратном увеличении удельного коэффициента продуктивности полностью подтверждают достоверность основных теоретических положений разработанной инновационной технологии заканчивания скважин, защищенной блоком патентов (См. таблицу 5).

Для опробования разработанной технологии в ДО «СамараНГ» были выбраны скважины, освоение которых после бурения и ли консервации традиционными методами было малоэффективным. В скважинах были проведены различные технологии по интенсификации притока, вплоть до гидроразрыва пласта. Были также скважины, дебит которых был существенно ниже дебита скважин с аналогичными параметрами ПП, расположенными вблизи от первых.

Для этих скважин была предложена комплексная технология, последовательность операций четко контролировалось по времени их проведения. Она состояла из следующих мероприятий:

- реперфорация уже вскрытых интервалов;
- одновременная или сразу после реперфорации химическая обработка ПЗП и разглинизация объекта;
- снижение уровня и вызов притока свабированием.

Результаты применения комплексной технологии вторичного вскрытия пластов на скважинах месторождений ДО «СамараНГ» приведены в таблице 7.

Таблица 7.

Результаты заканчивания скважин по стандартным и оптимизированным технологиям НК «Роснефть» ДО «СамараНГ».

Месторождение	Белоерско-Чубовское				Новозипрунское		Чайковское	
№ скважины	732	734	433	240	327	326	20	150
Пласт	Дк	Дк	Бо	Дк	Д1'	Д1'	Д1	Д3
Дата ввода в эксплуат	07.96.	07.96.	06.90.	09.74.	01.94.	08.93.	07.99.	06.00.
Дата ОПЗ	08.99.	07.99.	05.00.	09.00.	11.99.	03.00.	07.00.	08.00.
Интервал перфорации	2635-2640	2615-2620	1644-1649	2551-2558	2736-2740	2694-2696	3134-3144	3203-3217
Пласт. давление, ат.	170	160	130	190	170	170	312	300
Пласт. температ., °С	53	53	33	83	56	56	72	75
До ОПЗ								
Тип насоса	НН2Б44	НН2Б44	НН2Б43	НСН243	НСН-44	НСН-44	ЭЦН1520	Фонтан
Q нефти т/сут	0,09	0,09	0,4	5,8	1,7	0,9	3,5	28,0
Обводненность, %	0	0	0	3	0	1	4,7	0
Н днц, м	1200	1290	690	700	1250	1400	1015	-
После ОПЗ								
Тип насоса	ЭЦН-30	ЭЦН-20	НН2Б43	ЭЦН-20	ЭЦН-30	ЭЦН-20	ЭЦН-30	ЭЦН-80
Q нефти т/сут	16,8	19,8	15,8	25	29,9	19,0	22,0	62,0
Обводненность, %	1,0	1,1	1	1	0,9	1,5	5,0	3,1
Н днц, м	1100	1350	322	820	1140	1200	1613	254

Улучшение фильтрационных параметров ПЗП позволило повысить удельную продуктивность пластов, а повышение качества гидродинамической связи в системе пласт-скважина объясняет переход с периодической на постоянную эксплуатацию скважин.

Результаты комплексной обработки данных скважинных гидродинамических и замерений получены с применением метода переменной депрессии на ПП.

Даны перспективы использования и рекомендации по дальнейшему применению разработанной технологии в осложненных геолого-технических условиях.

Приведенные в данном разделе результаты опробования и внедрения разработанной оптимизированной технологии заканчивания скважин позволяют заключить:

- Проведено внедрение разработанной технологии на 8 объектах заканчивания в различных геолого-технических условиях, включая вскрытие и освоение продуктивных пластов, как при разведочном, так и при эксплуатационном бурении вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин.
- Выбор скважин и объектов заканчивания осуществлен программными комплексами «САПР – Вскрытие и освоение скважин» совместно с ЗАО «ПерфоТех», ЗАО «Геоспектр» и институтом «СургутНИПИнефть».
- Информационно-методическое обеспечение процесса вскрытия пластов и освоения скважин, включая методику гидродинамических исследований, и техническое обеспечение переданы по результатам опробования в ОАО «Сургутнефтегаз».
- Результаты полных циклов технологического контроля процессов вскрытия и освоения скважин, зарегистрированные разработанными информационно-измерительными комплексами, показали высокую достоверность.
- По данным комплексной обработки кривых притока и поглощения получены искомые гидродинамические характеристика пластов и проведена оценка гидродинамического совершенства скважин.
- Результаты обработки гидродинамических исследований методом переменной депрессии позволили оптимизировать дебиты добывающих скважин при вторичной разработке месторождений УВС.
- Впервые опробована технология заканчивания объектов в боковых и горизонтальных стволах скважин с помощью установки «гибкая труба» для инициирования подрыва перфоратора, что позволяет более эффективно проводить перфорацию на депрессии при вскрытии сложнопостроенных пластов-коллекторов.
- Дан сравнительный анализ разработанной и базовой технологии заканчивания скважин и разработаны рекомендации по стратегии исследовательских работ по дальнейшему совершенствованию технологии заканчивания скважин в осложненных геолого-технических условиях.

Основные выводы и рекомендации.

1. На основании теоретических, экспериментальных и промысловых исследований разработаны концептуальные основы и технические требования к созданию оптимизированной технологии заканчивания скважин на основе регулирования энергоемкости воздействия на призабойную зону продуктивного пласта, как при первичном, так и вторичном его вскрытии.

2. Разработаны научные и методические основы оптимизированного проектирования первичного и вторичного вскрытия ПП, позволяющие адаптировать их фильтрационные характеристики к физико-геологическим условиям разработки нефтегазовых залежей (месторождений).
3. Предложена и разработана методология выбора приоритетных скважин и оптимальных схем перфорации продуктивных пластов при разведке (доразведке) и разработке (доразработке) залежей (месторождений) УВС, реализуя при этом технологию 3D-заканчивания скважин.
4. Предложена и разработана методология построения энергетических (импедансных) и гидродинамических моделей продуктивных пластов, позволяющая осуществить в дальнейшем оптимизацию их первичного и вторичного вскрытия в осложненных геолого-технических условиях.
5. Предложены и разработаны критерии оптимизации качественного вскрытия продуктивных пластов-коллекторов, основанные на минимизации энергоемкости волнового воздействия на призабойную зону пласта, что позволило с высокой степенью достоверности прогнозировать результаты воздействия первичного и вторичного вскрытия ПП на фильтрационные свойства пластов и, соответственно, в последующем оптимизировать дебиты и приемистость добывающих и нагнетательных скважин соответственно.
6. Предложены и разработаны принципы построения технологических схем управления вскрытием продуктивного пласта и освоением нефтяных и газовых скважин с использованием гидродинамического информационного обеспечения в режиме «On-Line» и интенсификации вызова притока из ПП.
7. Обоснованы и разработаны требования к созданию системы оперативного контроля и управления процессом заканчивания скважин и разработаны опытные образцы аппаратуры для контроля и реализации оптимальных технологических схем вторичного вскрытия на основе использования скважинной гидродинамической информации и интенсификации притока волновыми методами.
8. Разработанная технология качественного вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин включена в проекты на строительство и планы освоения более 100 скважин с количеством объектов заканчивания более 250.
9. Результаты промышленного опробования разработанной технологии позволили разработать концептуальные основы создания оптимизированных перфорационных систем и оптимальных технологических схем воздействия на призабойную зону пласта и залежи (месторождения) в целом, осуществляя при этом направленное регулирование процесса вытеснения УВС из залежи (месторождения) и регулирование коэффициентом охвата залежи (месторождения) технологическим агентом.
10. Результаты выполнения ОКР и промышленного опробования разработанных инновационных перфорационных систем и опытных образцов компьютеризированной комплекса для заканчивания и освоения скважин позволили создать техническую документацию, программно-методическое обеспечение и компьютеризированной комплекс контроля и управления процессом заканчивания с передачей документации в серийное производство.

11. Внедрение разработанной автором оптимизированной технологии осуществлено на пилотных объектах заканчивания скважин на предприятиях ОАО «Сургутнефтегаз», ДО «Самаранефтегаз», ОАО «Лукойл», ОАО НК «Роснефть», ОАО «Газпром».

Расчетный экономический эффект от использования новой технологии заканчивания скважин только на месторождениях ОАО «Сургутнефтегаз», составляет более 160 тысяч рублей на скважину.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих печатных работах, авторских свидетельствах и патентах:

1. *Шакиров Р.А., Крылов Д.А., Таламанов Е.Н.* Опыт применения АКЦ при избыточном давлении в обсадной колонне на месторождениях Южного Мангышлака. НТЖ «Бурение», ВНИИОЭНГ, М., 1981, № 2.
2. *Шакиров Р.А., Васюнцов В.Д., Бижанов А.Н.* и др. Совершенствование акустических методов контроля качества цементирования скважин. НТЖ «Нефтяное хозяйство», М., 1986, № 2.
3. *Шакиров Р.А., Бижанов А.Н., Васюнцов В.Д.* Использование шумометрии при контроле за разработкой нефтяных месторождений. НТЖ «Нефтяное хозяйство», М., 1986, № 3.
4. *Шакиров Р.А.* Определение момента срабатывания перфораторов на НКТ. НТЖ «Нефтяное хозяйство», М., 1988, № 4.
5. *Шакиров Р.А., Пейсииков Ю.Б., Коваленко В.Е.* Геолого-технические исследования и качество строительства скважин. НТЖ «Нефтяное хозяйство», М., 1990, № 1.
6. *Шакиров Р.А., Васюнцов В.Д.* Аппаратура для определения момента взрыва при перфорации скважин перфораторами ИПНКТ «ВНИИОЭНГ». М., 1987, № 10.
7. *Шакиров Р.А., Васюнцов В.Д., Дудаев С.М.* Технология изучения скважин и пластов с помощью акустических индикаторов, ВНИИОЭНГ, М., 1987, № 10.
8. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г., Дудаев С.М.* «Поверхностный индикатор срабатывания перфоратора». Тезисы докладов республиканской научно-технической конференции. г. Шевченко, 1987., стр.34-35.
9. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г., Дудаев С.М.* «Измерение акустических полей в скважинах с целью контроля за разработкой месторождений». Тезисы докладов республиканской научно-технической конференции. г. Шевченко, 1987, стр. 36-37.
10. *Шакиров Р.А., Шелепов В.В., Берюцев С.Е.* Новый комплекс ГИС, применяемый при освоении коллекторов месторождений Западной Сибири. Геофизика, М., № 4, 1997.
11. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г., Курбатский Е.Н. и др.* Дифференциальный акселерометр. Патент № 2060506, 23.09.1993.
12. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Леонов В.А.* Устройство для электрического каротажа. Патент № 2062491, 15.02.1994.
13. *Шакиров Р.А., Кашик А.С.* Способ вторичного вскрытия продуктивного пласта. Патент № 2065931, 31.05.1994.

14. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г.* Пьезоэлектрический датчик давления. Патент № 2069373, 01.07.1993.
15. *Шакиров Р.А., Леонов В.А.* Зонд для электрического каротажа. Патент № 2070333, 06.12.1993.
16. *Шакиров Р.А.* Многокомпонентный сейсмоприемник. Патент № 2084003, 30.09.1994.
17. *Шакиров Р.А., Леонов В.А.* Прижимное устройство скважинных датчиков упругих колебаний. Патент № 2088954, 15.03.1993.
18. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г.* Пьезоэлектрический преобразователь давления в электрический сигнал. Патент № 2099678, 05.08.1993.
19. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Климов А.Д. и др.* Защитное покрытие. Патент № 2112074, 26.01.1996.
20. *Шакиров Р.А.* Устройство для ремонта нефтяных и газовых скважин. Патент № 2134760, 01.10.1997.
21. *Шакиров Р.А.* Соединительная муфта-нагреватель. Патент № 2117136, 24.10.1996.
22. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Леонов А.В.* Устройство для свабирования скважин. Патент 2121564, 02.09.1996.
23. *Шакиров Р.А., Леонов В.А., Малышев Д.А.* Способ цементирования скважин. Патент № 2132929, 11.06.1997.
24. *Шакиров Р.А., Пыркин А.И.* Способ сборки корпусных кумулятивных перфораторов. Патент № 2156858, 30.12.1998.
25. *Шакиров Р.А., Николаев С.И., Соловьев П.Г.* Способ контроля срабатывания прострелочно-взрывной аппаратуры в скважине. А.С. № 1834363, 04.08.1989.
26. *Шакиров Р.А., Петерсон А.Я., Дорошенко В.И. и др.* Способ определения качества перфорации обсадной колонны в скважине. А.С. № 1751304, 19.06.1990.
27. *Shakirov R.A., Kurbatskyi E.N., Nikitenko V.G.* Distortions of seismic signals on their reception in the borehole. Expanded Abstracts, 65-th SEG Meeting, Huston, pp. 1200 – 1202.
28. *Шакиров Р.А., Пыркин А.И.* «Особенности вторичного вскрытия на современном этапе». Материалы научно-практической конференции «Проектирование и разработка нефтяных месторождений», г. Москва, ЦКР, 6 – 8 апреля 1999.
29. *Шакиров Р.А., Пыркин А.И., Шакирова Л.Р.* Устройство заряда кумулятивного перфоратора. Патент № 2160828, 03.03.1999.
30. *Шакиров Р.А., Пыркин А.И.* Устройство для инициирования детонации в перфораторах, опускаемых в скважину на насосно-компрессорных трубах. Патент № 2160829.
31. *Шакиров Р.А.* Устройство для ремонта нефтяных и газовых скважин. Патент № 2134769, 07.10.1997.
32. *Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р.* Способ гидродинамического каротажа. Патент № 2208166, 27.07.2000.
33. *Шакиров Р.А., Пыркин А.И., Шакирова Л.Р.* Устройство гидродинамического каротажа в обсаженных скважинах. Патент № 2203413, 04.12.2000.

34. *Шакиров Р.А., Петерсон А.Я., Дорошенко В.И. и др.* Способ определения качества перфорации обсадной колонны в скважине. АС № 1751304, заявка № 4866793/03, МПК E21B47/04, от 30.07.1992.
35. *Шакиров Р.А., Николаев С.И., Соловьев П.Г.* Способ контроля срабатывания прострелочно-взрывной аппаратуры в скважине. АС SU № 1834363, заявка № 4758048/03, МПК E21B47/12, от 04.08.1989.
36. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Леонов В.А.* Устройство для электрического каротажа. Патент RU № 2060506, заявка № 95.103832/25, МПК G01V03/18, от 15.03.1995.
37. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г., Курбатский Е.Н.* Дифференциальный акселерометр. Патент RU № 2060506, заявка № 93.045294/09, МПК G01315/09, от 20.05.1995.
38. *Шакиров Р.А., Леонов В.А.* Прижимное устройство скважинных датчиков упругих колебаний. Патент RU № 208895, заявка № МПК.
39. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Кивеледи В.Х.* Способ пространственной сейсморазведки. Патент RU № 2065182, заявка № 94.010550/25, МПК G01V01/00, от 10.08.1996.
40. *Шакиров Р.А., Кашик А.С.* Способ вторичного вскрытия продуктивного пласта. Патент RU № 2065931, заявка № 94.020360/11, МПК E21B43/11, от 27.08.1996.
41. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г.* Пьезоэлектрический датчик давления. Патент RU № 2069373, заявка № 93.033791/25, МПК G01V01/16, от 20.11.1996.
42. *Шакиров Р.А., Леонов В.А.* Зонд для электрического каротажа. Патент RU № 2070333, заявка № 93.054261/25, МПК G01V03/18, от 10.12.1996.
43. *Шакиров Р.А., Леонов В.А.* Многокомпонентный сейсмоприемник. Патент RU № 2084003, заявка № 94.037402/25, МПК G01V01/16, от 10.07.1997.
44. *Шакиров Р.А., Соловьев П.Г.* Прижимное устройство скважинных датчиков упругих колебаний. Патент RU № 2088954, заявка № 95.103832/25, МПК G01V01/40, от 27.08.1996.
45. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Леонов В.А.* Пьезоэлектрический преобразователь давления в электрический сигнал. Патент RU № 2099678, заявка № 93.039900/09, МПК H03B15/32, от 20.12.1997.
46. *Шакиров Р.А., Леонов В.А., Шетлер А.Г.* Защитное покрытие. Патент RU № 2112074, заявка № 96.101573/02, МПК C23C04/04, от 25.05.1998.
47. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Леонов В.А.* Соединительная муфта-нагреватель. Патент RU № 2117136, заявка № 96.120965/04, МПК E21B36/04, 37/00, от 10.08.1998.
48. *Шакиров Р.А., Леонов В.А., Малышев Д.А.* Устройство для свабирования скважин. Патент RU № 2121564, заявка № 96.176292/03, МПК E21B43/00, 43/25, от 10.11.1998.
49. *Шакиров Р.А.* Способ цементирования скважин. Патент RU № 2132929, заявка № 97.10948/03, МПК E21B33/14, от 10.07.1999.
50. *Шакиров Р.А., Пыркин А.И.* Устройство для ремонта нефтяных и газовых скважин. Патент RU № 2134769, заявка № 97.117006/03, МПК E21B29/03, 27/02, 43/116, от 20.08.1999..

51. *Шакиров Р.А., Гарипов В.Х., Кашик А.С.* Способ уплотнения нефтяных и газовых скважин. Патент RU № 2156350, заявка № 00.104685/03, МПК E21B33/14, от 20.09.2000.
52. *Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р., Пыркин А.И.* Способ сборки корпусных кумулятивных перфораторов. Патент RU № 2156858, заявка № 98.123729/03, МПК E21B43/117, от 29.09.2000.
53. *Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р., Пыркин А.И.* Устройство заряда кумулятивного перфоратора. Патент RU № 2160828, заявка № 98.123897/03, МПК E21B43/1185, от 20.12.2000.
54. *Шакиров Р.А., Валиуллин В.А., Тюрин М.В. и др.* Способ определения интервала перфорации и качества перфорации. Патент RU № 2176731, заявка № 99.127682/03, МПК E21B47/00, от 10.12.2001.
55. *Шакиров Р.А., Кашик А.С., Бурякин А.В. и др.* Способ герметизации нефтяных газовых скважин. Патент RU № 2182646, заявка № 2000.105943/03, МПК E21B33/14, от 20.05.2002.
56. *Шакиров Р.А., Шакирова Л.Р.* Кумулятивный заряд. Патент RU № 2193152, заявка № 99.118037/02, МПК F42B01/028, от 20.11.2002.
57. *Шакиров Р.А. Мамарин Г.Д., Копий В.Г.* Кумулятивный скважинный перфоратор. Патент RU № 2211917, заявка № 2002.101468/03, МПК E21B43/117, от 10.09.2003.
58. *Шакиров Р.А., Рудов В.М., Цивилин В.М. и др.* Устройство для возбуждения детонации в скважинных перфораторах. Патент RU № 0030389, заявка № 2001.118986/03, МПК E21B43/1185, от 10.07.2001.
59. *Шакиров Р.А., Яценко А.В., Потапов В.А.* Детонирующее устройство механического взрывателя. Патент RU № 2233428, заявка № 2003.11308/02, МПК F42C19/10, от 27.07.2004.
60. *Шакиров Р.А., Леонов В.А., Пыркин А.И. и др.* Устройство ударного действия для инициирования и контроля срабатывания перфоратора. Патент RU № 57810, заявка № 2006.100346/03, МПК E21B43/1185, от 13.01.2006.
61. *Шакиров Р.А., Хамзин Г.М., Рудов В.М. и др.* Модульный корпусной кумулятивный перфоратор. Патент RU № 2270911, заявка № 04.124335/03, МПК E21B43/117, от 27.02.2006.
62. *Шакиров Р.А., Хамзин Г.М., Рудов В.М. и др.* Устройство для возбуждения детонации в скважинных перфораторах. Патент RU № 2272895, заявка № 224.124222/03, МПК E21B43/117, от 27.03.2006.
63. *Шакиров Р.А., Хамзин Г.М., Рудов В.М.* Детонирующее устройство механического взрывателя. Патент RU № 2272983, заявка № 2004.124224/03, МПК E21B43/117, от 27.03.2006.
64. *Шакиров Р.А.* Способ преобразования статического давления жидкости в механическую работу и аккумулятор преобразования давления в скважине. Заявка на изобретение RU № 2006.146828/03, МПК E21B43/117, от 28.12.2006.
65. *Шакиров Р.А., Хамзин Г.М., Рудов В.М.* Кумулятивный заряд. Патент RU № 73389, заявка № 2007.137341/22, МПК E21B43/117, от 10.10.2007.
66. *Шакиров Р.А.* Сертификация или бизнес-проект? «Каротажник», 1(190), 2010, стр. 51 – 54.

67. *Шакиров Р.А., Ковалев А.Ф., Лиховол Г.Д., Ульянов Н.Е.* Комплексная технология перфорации с обработкой призабойной зоны и гидродинамическим сопровождением. НТЖ «Нефтяное хозяйство», 2008, № 2, стр. 72 – 75.
68. *Шакиров Р.А., Ковалев А.Ф., Шакирова Л.Р.* Новые технологии аппаратурно-методического сопровождения проселочно-взрывных работ на вторичном вскрытии. «Каротажник», 2008, вып. 167, стр. 47-49.
69. *Шакиров Р.А., Зверева Л.А., Ковалев А.Ф. и др.* Методика обработки кривых гидродинамического поглощения. «Каротажник», 2008, вып. 166, стр. 56-61.
70. *Шакиров Р.А., Ковалев А.Ф., Лиховол Г.Д.* Анализ кривых давления в процессе вторичного вскрытия пласта перфорацией. НТЖ «Нефтяное хозяйство», 2008, № 2, стр. 76 – 77.
71. *Шакиров Р.А., Хамзин Г.М., Нечаев М.А.* Универсальная модульная перфорационная система. Изд. «Нефть и газ», М., 2008, С пецвыпуск к Международной Московской выставке «Нефтегаз-2008», стр. 2-64.
72. *Шакиров Р.А., Рукавицын Я.В., Бокарев С.А.* Методика спектрально-корреляционной обработки и интерпретации волновых полей при вскрытии продуктивных пластов. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», ВНИИОЭНГ, М., 2011, № 7, стр. 26-35.
73. *Шакиров Р.А., Бокарев С.А.* Принципы построения оптимизированной технологии проектирования вскрытия продуктивных пластов и освоения скважин. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», ВНИИОЭНГ, М., 2011, № 8, стр. 19-26.
74. *Шакиров Р.А., Рукавицын Я.В., Бокарев С.А.* Оптимизированная технология вскрытия продуктивных пластов с использованием волновых процессов. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», ВНИИОЭНГ, М., 2011, № 9, стр. 16-20.
75. *Шакиров Р.А., Рукавицын Я.В., Бокарев С.А., Журавлев А.Г.* Принципы построения аппаратуры и разработки технических средств для реализации управляемого вскрытия продуктивных пластов. НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», ВНИИОЭНГ, М., 2011, № 10, стр. 4-9.