

На правах рукописи



003068468

ШАЛАМОВ МИХАИЛ АРКАДЬЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ДЛЯ НЕОДНОРОДНЫХ
НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений

Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2007

Работа выполнена в Государственном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Тюменский государственный нефтегазовый университет» (ТюмГНГУ) Федерального агентства по образованию

Научный консультант – кандидат технических наук
Рублев Андрей Борисович

Официальные оппоненты: – доктор геолого-минералогических наук,
профессор
Попов Иван Павлович
– кандидат технических наук
Юшков Антон Юрьевич

Ведущая организация – Открытое акционерное общество
«Самотлорнефтегаз» (ОАО «СНГ»)

Защита диссертации состоится 26 апреля 2007 г. в 9⁰⁰ час на заседании диссертационного совета Д 212.273.01 при ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. 50 лет Октября, 38.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-информационном центре ТюмГНГУ по адресу: 625039, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 72, каб. 32.

Автореферат разослан 26 марта 2007 г.

Ученый секретарь

диссертационного совета,

доктор технических наук, профессор



В.П. Овчинников

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы. В связи с тем, что разработка высокопродуктивных объектов месторождений Западной Сибири характеризуется снижением добычи нефти и прогрессирующим ростом обводненности, все большее внимание в последние годы уделяется разработке низкопродуктивных и неоднородных по строению пластов. Сложность геологического строения таких пластов, невысокие технико-экономические результаты пробной эксплуатации, отсутствие эффективных технологий не позволяют ориентироваться на имеющийся опыт при выборе стратегии эксплуатации залежей.

От качества моделирования разработки и обоснования технологий и методов интенсификации во многом зависит эффективность систем разработки подобных объектов. До настоящего времени нет однозначного модельного обоснования методов интенсификации воздействия на пласт. Реализуемые методы интенсификации добычи, из-за недостаточной их обоснованности, зачастую не приводят к желаемому эффекту, а иногда приносят вред.

Одной из значительных проблем применения моделирования процессов разработки месторождений, является получение достоверной исходной информации о физических параметрах пористых сред, например, информация методами гидродинамических исследований скважин. В этой связи множество научных работ в России и за рубежом посвящены анализу динамики изменения давления в скважине при притоке и восстановлении давления после ее остановки, методам интерпретации получаемых диаграмм давления и определения параметров пластов. Однако, при обработке промысловых результатов исследований, связанных с регистрацией кривых восстановления уровня (КВУ), выявлено, что при интерпретации замеров существует множество, иногда исключаящих по сути друг друга, методов расчета параметров пласта.

Одним из методов повышения качественного уровня является использование специализированного программного обеспечения при создании цифровых трехмерных геологических и гидродинамических моделей, с помощью которых обосновывается объем геологических и, что особенно важно при проектировании, извлекаемых запасов. В связи с ограниченными возможностями вычислительной техники при создании цифровых трехмерных гидродинамических моделей применяется процедура ремасштабирования (укрупнения размерности сетки). Применение этой процедуры оказывает влияние на гидродинамические прогнозные расчеты и прогнозную величину извлекаемых запасов, что часто не учитывается при проектировании.

Таким образом, актуальность темы определяется необходимостью повышения качества методов моделирования, совершенствованием программного обеспечения и методов интенсификации добычи нефти при проектировании разработки неоднородных низкопродуктивных пластов.

Цель работы. Совершенствование методов проектирования разработки нефтяных месторождений и технологий интенсификации добычи на основе создания содержательных гидродинамических моделей.

Основные задачи исследования

1. Анализ проблем добычи нефти на поздней стадии разработки месторождений, качества применяемых методов исследования пластов и скважин и применяемых интенсивных методов воздействия на пласт.

2. Разработка эффективных методов и технологий гидроразрыва пластов для интенсификации добычи нефти.

3. Разработка методов и программ моделирования фильтрации жидкости в пласте и накопления ее в наклонно-направленных скважинах, исследование влияния профиля ствола скважины на характер изменения давления при проведении ГДИ.

4. Исследование влияния изменения размерности сеток цифровых гидродинамических моделей на прогнозные показатели разработки и величину коэффициента нефтеизвлечения в неоднородных расчлененных коллекторах, обоснование выбора сеточных моделей и учет неоднородности коллектора.

Научная новизна

1. Обоснованы рациональные технологии гидроразрыва пластов для интенсификации добычи нефти, включающие проектирование процесса ГРП с учетом получения конфигурации трещин, наиболее вероятной для той или другой структуры пластов-коллекторов.

2. Разработаны программы численного моделирования нестационарной фильтрации с учетом влияния сложных профилей ствола на процессы запуска скважины в работу и восстановления давления после остановки скважины, исследован характер влияния профиля ствола скважины на получаемые кривые притока.

3. Проведен анализ влияния сеточных структур трехмерных цифровых гидродинамических моделей на прогнозные гидродинамические расчеты и величину извлекаемых запасов, разработаны методы их выбора.

Практическая ценность работы

Предлагаемые модели и алгоритмы позволяют обосновать рациональные способы гидроразрыва пластов для интенсификации добычи нефти, включающие проектирование процесса ГРП с учетом получения конфигурации трещин, наиболее вероятной для той или другой структуры пластов-коллекторов.

Проведенные исследования позволяют повысить степень обоснованности проектных решений за счет создания математической модели движения жидкости в системе «пласт-скважина».

Предложенные варианты построения оптимальных сеточных структур применены при построении гидродинамических моделей и составлении проектов разработки ряда месторождений ОАО «ТНК-ВР», включая уникальное Самотлорское месторождение.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на Всероссийских, международных и межрегиональных научно-практических и

научно-технических конференциях «Проблемы развития нефтяной промышленности Западной Сибири» (Тюмень, 2001), «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа» (Ханты-Мансийск, 2003), «Проблемы развития топливно-энергетического комплекса Западной Сибири на современном этапе» (Тюмень, 2003), семинарах и симпозиумах: Международный технологический симпозиум «Повышение нефтеотдачи пластов» (Москва, 2002), Международный семинар «Разработка нефтяных месторождений на поздней стадии эксплуатации» (Тюмень, 2004)

Публикации

Основное положения диссертации изложены в 10 печатных работах

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав и заключения, общим объемом 150 страниц машинописного текста. Содержит 78 рисунков и 10 таблиц. Список использованной литературы включает 110 наименований, в т.ч. 70 иностранных

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении дается обоснование актуальности выбранной темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследования, их научная новизна и практическая значимость.

В первом разделе дан анализ проблем разработки нефтяных месторождений на современном этапе на примере неоднородного низкопродуктивного пласта АВ₁¹⁻² Самогорского месторождения

Можно выделить ряд ключевых проблем при создании современных проектов разработки и осуществления мониторинга добычи нефти и газа (рисунок 1)

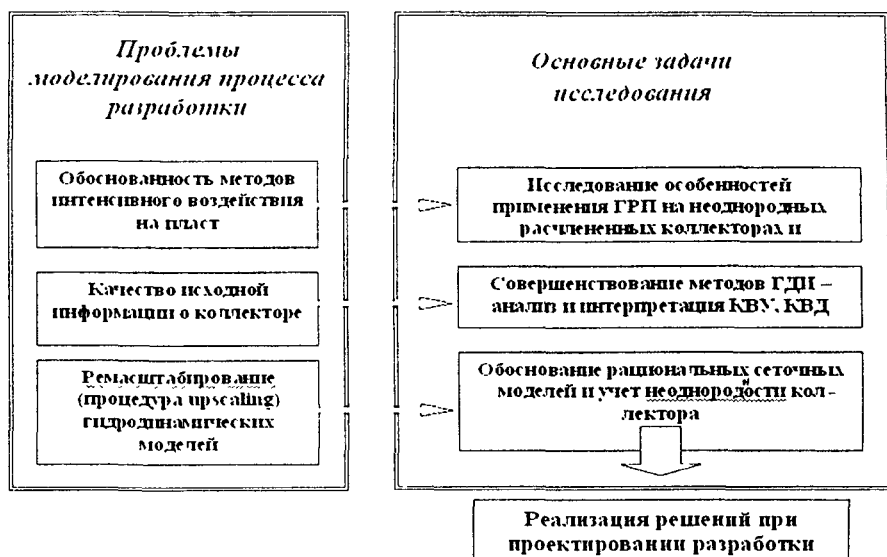


Рисунок 1 – Проблемы проектирования процессов разработки нефтяных и газовых месторождений и основные задачи исследований

При проектировании рациональных систем разработки месторождений проигрываются различные сценарии прогноза развития событий при применении тех или иных способов воздействия на пласт. Однако при моделировании обычно не уделяется внимание тому, что сами методы воздействия на пласт имеют многогранные характеристики и один и тот же метод может быть весьма эффективен в одном случае и совершенно бесполезен (или даже ущербен) в других случаях. Поэтому требуются тщательные исследования возможностей рекомендуемых и закладываемых в проекты разработки методов воздействия на пласт

Эффективной технологией позволяющей организовать успешную работу скважин на объекте может стать гидроразрыв пласта. С помощью ГРП возможно в 5-10 раз повысить, изначально низкую, продуктивность добывающих скважин

Одной из основных трудностей при внедрении технологии ГРП и БГРП является недостаточное качество разобщения пластов в колонном

пространстве скважин и малая толщина разобщающей пласти глинистой перемычки. Как следствие, это ведет к высокому проценту непроизводительной попутно отбираемой воды.

Одной из главных проблем применения моделирования процессов разработки месторождений является получение достоверной исходной информации о физических параметрах пористых сред. Такая информация получастся на основе применения методов гидродинамических исследований скважин

Показано, что создание теории гидродинамических исследований нефтяных и газовых скважин базируется на фундаментальных работах зарубежных ученых Маскета М., Хорнера Д.Р., Ван-Эвердингена А.Ф., Херста В. (50-е годы), Мэттьюза Ч.С. и Рассела Д.Ж. (1967), Элаугера Р.Ч. (1977), Ли Д. (1982), Стрельцовой Т.Д. (1988), Гринартена (1985), Хорне Р.Н. (1995) и отечественных - Щелкачева В.Н., Пыхачева Г.Б., Чекалюка Э.Б., Чарного И.А., Донцова К.М., Кочиной П.Я., Мирзаджанзаде А.Х., Булыгина В.Я., Пирвердяна А.М., Баренблатта Г.И., Балакирова Ю.А., Борисова Ю.П., Желтова Ю.П., Бузинов С.Н., Умрихина И.Д., Каменецкого С.Г., Кульпина В.М., Мясникова Ю.А., Шагиева Р.Г., Щербакова Г.В., Ли-Юн-шана и других. Важный вклад в развитие теоретических основ методов ГДИ внесли тюменские ученые Телков А.П., Медведский Р.И., Карнаухов М.Л., Федоров К.М., Богачев Б.А., Каптелинин Н.Д., Юсупов К.С. и другие.

Опубликовано множество научных работ в России и за рубежом, посвященных разнообразным вопросам нестационарной фильтрации, анализу динамики изменения давления в скважине при притоке и восстановлении давления после ее остановки, методам интерпретации получаемых диаграмм давления и определения параметров пластов. Однако остается множество неясных вопросов при обработке промысловых результатов исследований. Наиболее часто применяемый на производстве метод исследования пластов связан с регистрацией кривых восстановления уровня (КВУ). Но, как это не удивительно, при интерпретации результатов таких замеров существует

множество, иногда исключаящих по сути друг друга, методов расчета параметров пласта. В отсутствии обоснованных, достоверных и точных методов анализа и интерпретации результатов исследования скважин не может быть получена качественная информация о гидродинамических параметрах пласта и соответственно не может быть построена качественная гидродинамическая модель разработки месторождения.

Ни в отечественной, ни в зарубежной технической литературе совершенно не огажен такой важнейший вопрос гидродинамики нефтяного и газового пласта, как влияние искривленности ствола скважины на характер изменения давления жидкости на забое в период запуска скважины в работу и во время циклов восстановления давления. Изучение этих вопросов позволяет существенно повысить уровень и информативность используемых в нефтяном деле гидродинамических методов исследования скважин.

При проектировании разработки месторождений создаются трехмерные геологические и гидродинамические модели, с помощью которых обосновывается объем геологических и извлекаемых запасов и определяются рациональные схемы выработки этих запасов.

Достоверность прогноза технологических показателей и накопленного объема добычи нефти (извлекаемых запасов) зависит от правильности выбранной схематизации и точности параметров гидродинамической модели. Размерность модели для расчета выбирается в зависимости от представительности исходных данных и возможностей современной вычислительной техники.

Количество ячеек современных гидродинамических моделей соответствует возможностям вычислительной техники и нередко превышает два миллиона. Для преобразования трехмерных геологических моделей в гидродинамические используется процедура ретасштабирования, предусматривающая осреднение объемных параметров в укрупненной модели.

Вопрос выбора рациональных сеточных структур при построении гидродинамических моделей разработки, куда относится и вопрос укрупнения

сеток при переходе от геологических моделей к гидродинамическим не до конца изучен и остается проблемным.

Во втором разделе рассмотрены вопросы применения интенсивных методов воздействия на низкопродуктивные пласты, таких как ГРП.

Исследованы фактические режимы гидроразрыва пласта и графики добычи нефти после ГРП. Рассмотрены типовые кривые закачки. Эти кривые соответствуют идеальным условиям разрыва, когда пласт представляет собой однородный монолитный коллектор. Пласт коллектор имеет мощную глинистую покрышку. В нем отсутствуют, какие либо перетоки жидкости из посторонних горизонтов.

Поскольку реальные объекты имеют сложную структуру, а пласт AB_1^{1-2} имеет существенно отличительные особенности по сравнению с другими объектами, то при проведении фактических гидроразрывов пластов на таких объектах можно встретить сильно отличающиеся графики закачки пропанта от приведенных типовых графиков. Отличие вызвано тем, что ГРП проводится не на один пласт, а на несколько пропластков разной толщины, которые изолированы друг от друга глинистыми перемычками также разной толщины. Существенной особенностью является и то, что в подошве находится глинистая перемычка, отделяющая этот пласт от ниже лежащего пласта AB_1^{1-3} толщиной от 1 до 10 метров. Эта перемычка не всегда способна удерживать распространение трещины вниз при гидроразрыве.

При наличии нескольких пропластков – двух, трех или четырех - в интервале перфорации, как показывает опыт применения гидроразрыва, конечная продуктивность после ГРП не соответствует увеличению продуктивности, которая должна была бы быть при разрыве всех этих пропластков. Продуктивность, как правило, соответствует только разрыву одного пропластка.

Вопрос о том, какой из пропластков подвергся ГРП трудно определить без проведения специальных исследований, таких, например, как ПГИ

(промыслово-гидрофизические исследования) Однако последние проводятся чрезвычайно редко.

Тот факт, что только один из пропластков подвергается ГРП, можно объяснить следующим способом

- во всех пропластках одновременно не могут раскрыться все микротрещины при достижении давления ГРП;
- когда в одном из пропластков образуется трещина, то она начинает поглощать закачиваемую жидкость, при этом происходит резкое падение давления на устье, а дальше закачка ведется при новом значении давления, меньшем давления разрыва пласта – коллектора. При этих условиях микротрещины в соседних пропластках не могут раскрыться с образованием новых трещины.

Дальше процесс протекает так: образовавшаяся трещина в одном пропластке начинает распространяться в глубь пласта и расширяться в пределах самого пропластка. Если трещина при расширении достигает тонкой глинистой перемычки, и при этом продолжается закачка рабочих агентов, то также подвергнется разрыву. Тогда трещина распространяется в соседний пропласток одновременно развиваясь в глубь пласта. Однако надо иметь в виду, что глубина распространения трещины в новом пропластке будет меньше, чем в основном пропластке. Таким образом, пропластки наиболее удаленные от основного с образовавшейся трещиной, могут иметь незначительное распространение трещины в глубь пласта или могут совсем не иметь трещины. Конфигурация трещины зависит от толщины пропластков и их распространения, а также от того, какой из пропластков будет разорван первым.

На основе теории и многолетней практике проведения ГРП известно, что продуктивность сильно зависит от глубины распространения трещины, раскрытости и от проницаемых свойств пласта

Поэтому, если тщательно проанализировать графики ГРП, то можно выявить природу проведения операций и определить причину не достижения планируемого дебита. В приведенном ниже анализе рассмотрим особенности

отклонения графиков от стандартных, связанных с реальной работой скважин после ГРП.

Для примера на рисунке 2 приведены результаты гидроразрыва пласта АВ₁¹⁻² Самолгорского месторождения в скважине № 25810 4.09.04 и соответствующие им показатели добычи нефти и жидкости до и после ГРП. Показана структура продуктивного пласта, состоящего из нижнего 6 метрового пропластка, выше расположен 2 метровый, пропласток отделенный тонкой глинистой перемычкой, затем еще выше находятся два пропластка по 1,5 метра шириной, разделенные между собой большой глинистой перемычкой 3 м.

Как видно из дизайна, выполненного фирмой Шлюмберже Schlumberger, трещина пересекла все проницаемые пропластки и распространилась в виде клиновидной формы в глубь пласта 80 метров. Для такой трещины увеличение добычи нефти должно было составить, при закачке 34 тонн пропантанта не менее 100 т/сут нефти. Однако по результатам ГРП дебит нефти остался на прежнем уровне - около 7 т/сут прежним (рисунк 3). При этом скважина стала работать с водой, дебит по воде составил 40 т/сут. Это означает, что трещина не попала в продуктивный пласт, а ушла в нижележащий пласт АВ₁¹⁻², откуда и пошла основная масса воды. Трещина инициировалась в наибольшем по толщине пропластке.

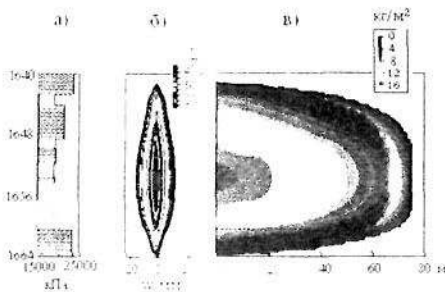


Рисунок 2 - Стандартный проект трещины по профилю результатам проведения тестовых испытаний скважины № 25810 Самолгорской

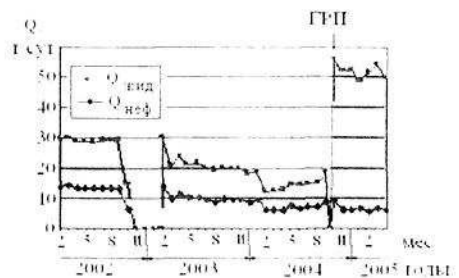


Рисунок 3 - Изменение дебита скважины № 25810 Самолгорской после проведенного ГРП

Таким образом, приведенный пример показывает, что прогнозирование результативности ГРП на основе проектирования трещины по схеме Шлюмберже (и других фирм) на самом деле, не отражает действительности. Трещины часто распространяются в нижележащие пропластки. И если эти пропластки оказываются обводненными, то вместо ожидаемого существенного увеличения дебита скважины запускаются в работу с сильной обводненностью. В итоге, не только не достигается эффект, но иногда наносится прямой ущерб.

Разработаны программы планирования операций ГРП с более вероятной оценкой развития трещины и получения реального результата (рисунок 4), даны рекомендации по совершенствованию технологии операции.

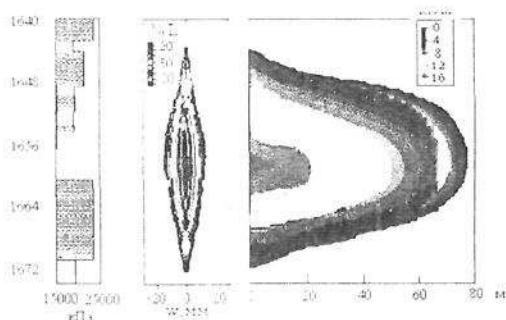


Рисунок 4 - Расчетный профиль трещины по скважине № 25810
Самотлорской

В третьем разделе изучаются особенности влияния ствола скважины на получаемые КВД в случаях притока жидкости в колонну труб наклонно-направленной скважины. Бурение наклонно направленных скважин - основной способ бурения в Западной Сибири. Применяют, как правило, четырех интервальные профили скважин, включающие вертикальный участок, участок набора зенитного угла, наклонно-прямолинейный участок (стабилизации зенитного угла) и участок естественного искривления. Такие профили реализуются в скважинах большими отходами ствола от вертикали. В принципе, последний участок естественного искривления скважины заканчивается вертикальным входом в продуктивный пласт.

Когда же вскрывается несколько продуктивных пластов, необходимо фактически обеспечить вертикальный вход скважины в продуктивный пласт. Тогда осуществляется естественное или искусственное искривление скважины в нижней части и последний интервал фиксируется вертикальным. В итоге получают пяти интервальный профиль скважины.

В диссертации исследован вопрос изменения КВД при условии, что жидкость поднимается в стволе скважины после отключения насосов, проходя участки вертикальные, искривленные и наклонные.

Рассмотрена методика исследования процессов фильтрации на основе численного моделирования. Обоснована модель нестационарной фильтрации и представлены алгоритмы численного моделирования на основе неявных схем прогонки. Приведены результаты тестовых испытаний модели, которые при сравнении результатов с известными аналитическими решениями показали высокую сходимость - максимальное отклонение отдельных точек КВД составляет не более 0,01 %.

На рисунке 5 показан профиль пяти интервальной скважины с отклонением забоя от вертикали на расстояние L (L - отход забоя скважины от вертикали).

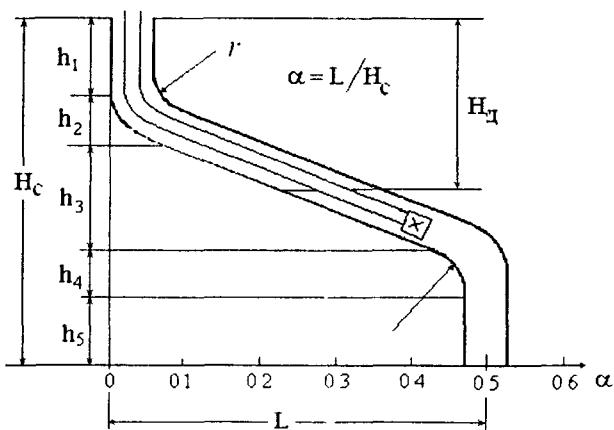


Рисунок 5 - Профиль ствола скважины

Очевидно, рассматривая процесс заполнения скважины жидкостью при начальном динамическом уровне, находящемся у интервала перфорации, нижний участок скважины - h_5 - будет заполняться более интенсивно, чем наклоненный участок h_3 . Причем изменение темпа заполнения будет тем существеннее, чем больше будет наклон прямолинейного участка h_4 .

Моделировался ствол скважины с интервалами соответственно:

$$h_1 / H = 0.15; \quad h_2 / H = 0.15; \quad h_3 / H = 0.4; \quad h_4 / H = 0.15; \quad h_5 / H = 0.15.$$

Результаты соответствуют моделированию восстановления давления в скважине после длительной ее отработки с распространением волны депрессии до контура питания. Время исследования скважины (записи КВД) задано равным $t = 250$ часов.

Рассмотрен замкнутый пласт с градиентом давления на контуре границы $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_{r=R_k} = 0$. Диаграммы давления получены для пластов с проницаемостью $0,10 \text{ мкм}^2$. Пластовое давление задано постоянным во всех примерах и равным 10 МПа . Максимальная создаваемая депрессия на пласт также равна 10 МПа .

При этом, чтобы не "загрязнять" график, приведены результаты моделирования процессов только для ствола скважины с: 1 - $\alpha = 0$; 2 - $\alpha = 0.2$; 3 - $\alpha = 0.4$; 4 - $\alpha = 0.6$; 5 - $\alpha = 0.8$.

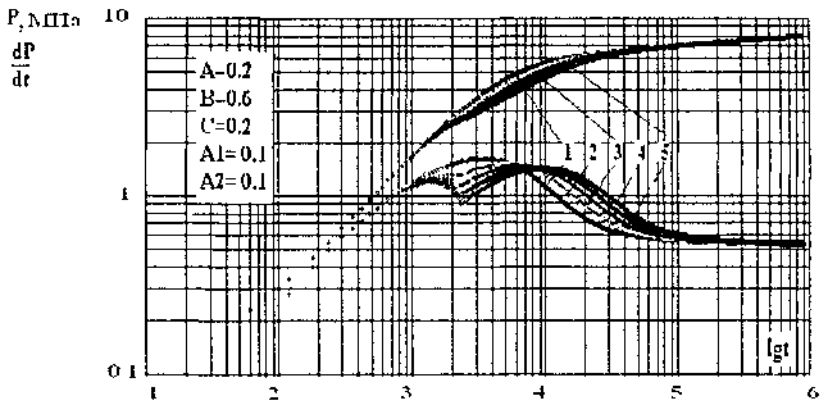


Рисунок 6 - Кривые восстановления давления и производной давления в лог-лог координатах

Как видно из графиков на рисунке 6, кривые давления искривляются в своей средней части, и тем сильнее отклонение кривой в средней части графика от исходной кривой 1, соответствующей вертикальному стволу скважины, чем больше уход ствола скважины от вертикали.

Далее, анализируя графики кривых на рисунке 6 можно заметить, что форма кривых восстановления давления (например, кривой 5), если рассматривать процесс до времени, равном 10000 - 20000 секунд (или интервал времени записи КВД, равный 3 - 6 часов) - то есть тот период времени, который часто отводится на весь процесс записи КВД, то подобный участок КВД зачастую в нефтепромысловой практике интерпретируется как двухслойный процесс изменения давления, соответствующий коллектору с, так называемой, "двойной пористостью"

Обычно к этим коллекторам относят порово-трещинные коллекторы. К этой категории коллекторов все чаще в последние годы относят коллекторы многих месторождений в Западной Сибири

Более глубокие исследования полученных кривых можно получить путем построения графиков КВД в координатах $\log P_i - \log t$, а также соответствующих кривых в координатах $\log (dP_i/dt) - \log t$.

Как видно из рисунков, при высокой кривизне ствола скважины на переходных участках от вертикального к наклонному (или к участку стабилизации) и от наклонного к последнему вертикальному участку скважины, обеспечивающему вертикальный вход скважины в продуктивные пласты, кривая производной давления имеет существенно разный вид

При сильной кривизне наблюдается резкий зигзаг кривой, который соответствует переходу жидкости из нижнего вертикального участка в наклонный участок ствола скважины. Этот отмеченный зигзаг тем больше, чем сильнее наклонен участок стабилизации (наклонный участок) скважины к вертикальному участку

Если по КВД в стандартных координатах мы видели проявление двухслойных по форме кривых, то в лог-лог координатах проявляется уже

появление зигзагов на кривых, что не соответствует кривым порово-трещинного коллектора. Влияние оказывает искривление ствола скважины.

Таким образом, для интерпретации кривых восстановления давления, которые имеют двухслойный вид, в первую очередь рекомендуется проверить, не получены ли они в условиях влияния ствола скважины с переменным параметром "емкости", изменяющимся в зависимости от того в каком интервале ствола находится уровень жидкости при заполнении скважины в период ее остановки - то есть при записи КВД.

Проведенные исследования позволяют предложить вполне конкретные подходы при интерпретации подобных кривых, получаемых на практике. Если по КВД в стандартных координатах мы видели проявление двухслойных по форме кривых, то в лог-лог координатах проявляется уже появление зигзагов на кривых, что не соответствует кривым порово-трещинного коллектора. И необходимо в обязательном порядке при интерпретации КВД, полученных при испытании скважин сложного профиля, прибегать к построению кривых именно указанным здесь способом.

Поскольку данный метод требует обязательного применения компьютерных итерационных расчетов, то разработаны программы, позволяющие реализовать этот процесс на практике.

В четвертом разделе рассмотрено влияние укрупнения сеток при переходе от трехмерной геологической модели к гидродинамической на основные показатели добычи и величину коэффициента нефтеизвлечения.

Трехмерные геологические модели строятся с достаточной степенью подробности. Наиболее часто встречаемая размерность геологической модели по осям X, Y составляет 50 м, по оси Z шаг близок пределу чувствительности приборов ГИС и составляет 0,2-0,3 м.

Количество ячеек современных гидродинамических моделей соответствует возможностям вычислительной техники и редко превышает два миллиона. Наиболее часто встречаемая размерность гидродинамических моделей по осям X, Y составляет 100 м, по оси Z шаг обычно равен 1-4 м.

Для преобразования трехмерных геологических моделей в гидродинамические используется процедура ремасштабирования, для осреднения объемных параметров в укрупненной модели используется арифметический метод, для осреднения проницаемости – метод диагонального тензора

Для оценки влияния укрупнения гидродинамической модели на степень выработки извлекаемых запасов и коэффициентов извлечения нефти при расчетах на пластах, характеризующихся высокой степенью неоднородности, были проведены сравнительные гидродинамические расчеты

В качестве опытного полигона был выбран участок пласта АВ₁^{1,2} Самотлорского месторождения. Продуктивный пласт АВ₁^{1,3} представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и глин. Характерной особенностью строения песчано-алевритовых пород пласта является их беспорядочное тонкослоистое чередование с глинистыми породами. При этом чувствительность приборов ГИС позволяет выделить только достаточно выраженные по литологии пропластки (слои), что позволяет считать данную модель типичной моделью неоднородного слоистого пласта

На основе геологической модели были созданы две гидродинамические модели. Параметры первой модели (детальная модель) соответствуют параметрам геологической модели. Вторая модель (стандартная) построена с использованием процедуры ремасштабирования. Шаг данной модели по осям X, Y составляет 100 м, по оси Z – 2,0 м. Остальные параметры моделей одинаковы.

На рисунке 7 приведены сопоставительные разрезы куба песчаности, полученные по детальной и стандартной гидродинамическим моделям. Визуально можно отметить уменьшение значения песчаности в ячейках стандартной модели из-за равномерного ее распределения по всей ячейке, однако при этом резко увеличивается связанность ячеек между собой. В то же время в детальной модели четко выделяются несвязанные между собой прослой коллектора

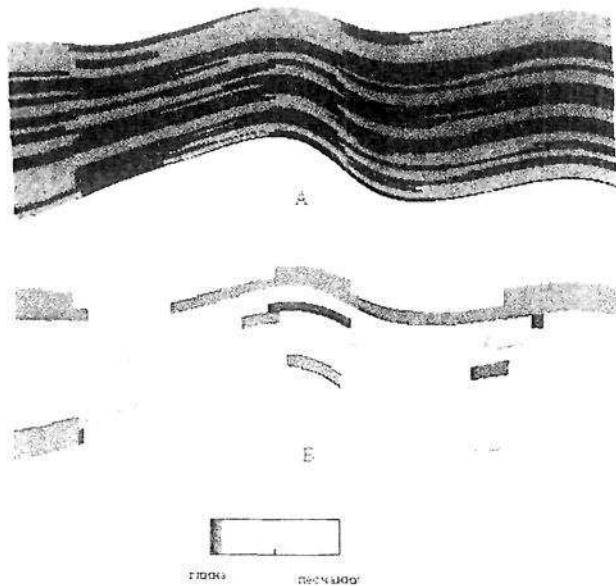


Рисунок 7 - Сравнительный разрез по кубу песчаности в
детальной (А) и стандартной (Б) модели

На рисунках 8 и 9 приведены расчетные коэффициенты извлечения нефти, полученные в результате гидродинамических расчетов по элементам детальной и стандартной модели. Характерной особенностью является значительное превышение извлекаемых запасов и КИН в расчетах на стандартной модели по сравнению с детальной моделью. Второй особенностью оказалось постоянство объема извлекаемых запасов и КИН в стандартной модели, независимо от расстояния между скважинами.

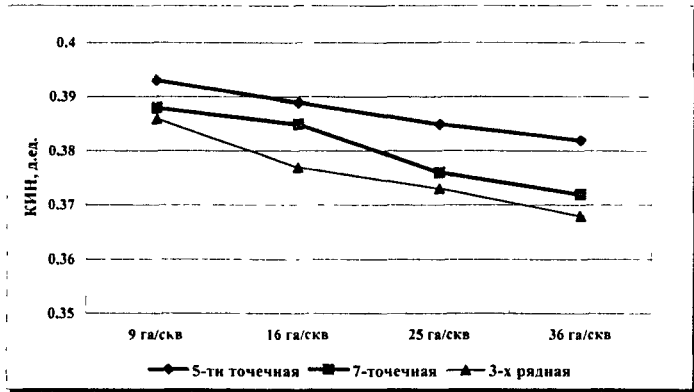


Рисунок 8 - Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин в детальной модели

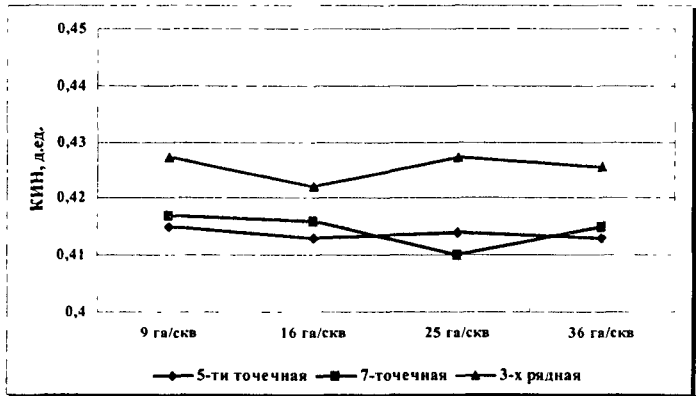


Рисунок 9 - Зависимость коэффициента нефтеизвлечения от плотности сетки скважин в стандартной модели

В то же время в детальной модели наблюдается зависимость КИН от плотности сетки скважин, с увеличением плотности сетки скважин коэффициент нефтеизвлечения снижается по всем рассмотренным системам разработки. Естественно возникает вопрос о степени выработки запасов при использовании различных гидродинамических моделей.

Основные выводы и рекомендации

1. Обоснованы рациональные способы гидроразрыва пластов для интенсификации добычи нефти, включающие дизайн процесса ГРП с учетом получения конфигурации трещин, наиболее вероятной для той или другой структуры пластов-коллекторов. При толщине глинистой перемычки до водоносного пласта менее трех метров и наличии массивного пропластка в нижней части разреза рекомендовано:

- Ограничиваться небольшими объемами закачки проппанта (не более 10-20 тонн).
- Применять технологии отсыпки нижележащих пропластков проппантом с последующим разрывом верхних более тонких пропластков с вызовом распространения трещины в нижний крупный пропласток. Вероятность прорыва трещины через подстилающую нижнюю перемычку в нижележащие проницаемые отложения становится ничтожно малой.
- Учитывая низкое качество цементирования и высокую вероятность заколонных перетоков рекомендовано проведение дополнительной цементации интервала нижезалегающей глинистой перемычки (технология «стоп-кольца»).

Эффективность проводимых ГРП в настоящее время превысила 80 %. По проведенной оценке, дисконтированный кумулятивный денежный поток при реализации усовершенствованной технологии (за весь период разработки пласта АВ₁¹⁻²) по сравнению с базовой технологией может увеличиться практически вдвое, с 18,8 млрд. руб. до 35,8 млрд. руб. (на 90,8 %).

2. Разработаны методика и программа моделирования фильтрации движения жидкости в пласте и ее поступления в наклонно-направленную скважину. На основе моделирования впервые получено научно-обоснованное объяснение причин искривления КВД на ранних стадиях замера, связанных с влиянием профиля ствола скважины. Рекомендовано использовать

разработанную методику оценки фильтрационных параметров пласта в «искриаленных» скважинах при оценке его параметров.

3. При проведении долгосрочных технологических прогнозов дополнительно необходимо учитывать коэффициент охвата пластов заводнением, учет которого в современных западных пакетах для моделирования (Eclips, Tempest MORE, VIP и др.) не производится.

Результаты проведенных исследований использованы при составлении ряда проектных документов, наиболее значительными из которых являются «Технологическая схема ОПР пласта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения» 2002 г.; «Уточненный проект разработки Самотлорского месторождения» 2004 г. и реализуются на практике.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Шаламов М.А. Результаты применения технологий интенсификации нефтедобычи на месторождениях Варьеганского района / М.Е. Долгих, М.А.Шаламов, В.Н.Гайдуков, И.И.Шевчук// Основные направления научно-исследовательских работ в нефтяной промышленности: Сб. научн. тр. – Тюмень: 1998.- С. 71-77.

2. Шаламов М.А. Интенсификация притока пластового флюида на стадии строительства скважин на Самотлорском месторождении пласт АВ₁¹⁻² "рябчик"/М.А.Шаламов, В.И.Саунин, А.В.Карасев // Нефтепромысловое дело.- 2003. - № 10.- С.18-22.

3. Шаламов М.А. Анализ показателей эффективности ГРП на примере скважин СНГДУ-1 и СНГДУ-2 ОАО «СНГ» (Самотлорское месторождение, пласт АВ₁¹⁻²) / М.А.Шаламов, В.И.Саунин, А.В.Карасев // Повышение нефтеотдачи пластов: Тр. Междунар. технолог. симпозиума. РАГС при президенте РФ, 26-28 марта 2003. – М.: 2003. - С. 300-310.

4. Шаламов М.А. Моделирование горизонтальных и многозабойных скважин на начальной стадии разработки на примере Северо-Тарховского месторождения / И.П.Пуртова, М.А. Шаламов // Нефтепромысловое дело. - 2004. - № 1. - С. 9-12.

5. Шаламов М.А. Анализ результатов гидродинамического исследования скважин Кальчинского месторождения / Е.М.Пьянкова, М.А.Шаламов, И.К.Николаиди // Современные методы изучения пластов и скважин при решении задач разработки газовых и нефтяных месторождений: Тр. каф. РЭГГМ ТюмГНГУ. - Тюмень: 2004.- Вып. 1. - С. 96-107.

6. Шаламов М.А. Распределение давления в пласте при притоке газа с учетом изменения коэффициента сжимаемости газа/ Карнаухов М.Л., Таловиков А.В., Шаламов М.А. // Современные методы изучения пластов и скважин при решении задач разработки газовых и нефтяных месторождений. Тр. каф. РЭГГМ ТюмГНГУ. - Тюмень: 2004. - Вып.1. - С.107-116.

7. Шаламов М.А. Исследование влияния ствола скважины на КВД / М.Л. Карнаухов, И.К.Николаиди, М.А.Шаламов, Е.С.Буйнов // Современные методы изучения пластов и скважин при решении задач разработки газовых и нефтяных месторождений: Тр. каф. РЭГГМ ТюмГНГУ. - Тюмень: 2004. - Вып. 1. - С. 116-122.

8. Шаламов М.А. Особенности обоснования извлекаемых запасов нефти в неоднородных коллекторах при использовании современных пакетов гидродинамического моделирования. НТЖ / Нефтяное хозяйство. - 2004. - № 12.- С.26-28.

9. Карнаухов М.Л. Применение массивованных ГРП при разработке Ярайнеровского месторождения. / М.Л. Карнаухов, А.В.Саранча, М.А.Шаламов, Л.М. Гапонова // Проблемы интенсификации скважин при разработке газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождений: Сб. т. ТюмГНГУ. - Тюмень: 2004.- С.233-236.

10. Ягафаров А.К. Технологии повышения нефтеотдачи пласта. А.К.Ягафаров, М.А.Шаламов, И.А.Кудрявцев, Н.П.Кузнецов, А.А.Ручкин, Клещенко // Проблемы освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов. Тр. VI конгресса нефтепромышленников России. – Уфа: 2005.- С.155-159.

Соискатель



ЛР № 020520 от 23.04.92

Подписано к печати "26" 09 г.

Тираж 100

Объем 1.0 п.л.

Заказ № 111

RISO ТюмГНГУ

625000, г.Тюмень, ул. Володарского,38