

На правах рукописи



СОБИН АЛЕКСАНДР МИХАЙЛОВИЧ

**РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
НА ОСНОВЕ ВЫЯВЛЕННЫХ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ
ФЛЮИДОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИНЫ**

Специальность 25.00.17 –
«Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Ухта – 2015

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Ухтинский государственный технический университет»

Научный руководитель: Доктор технических наук, доцент кафедры «РЭНГМиПГ» ФГБОУ ВПО «Ухтинский государственный технический университет»
Назаров Андрей Владимирович.

Официальные оппоненты: Доктор технических наук, профессор кафедры «Геологии месторождений нефти и газа» ФГБОУ ВПО «Тюменский государственный нефтегазовый университет»
Паникаровский Валентин Васильевич.

Кандидат технических наук, профессор кафедры «Нефтегазовые технологии» ФГБОУ ВПО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет»
Мордвинов Виктор Антонович.

Ведущая организация: ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Защита состоится 24 апреля 2015 г. в 10⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 212.291.01 при Ухтинском государственном техническом университете по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Ухтинского государственного технического университета по адресу: 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Автореферат размещён на интернет-сайте Ухтинского государственного технического университета www.ugtu.net в разделе «Диссертации».

Отзывы на автореферат (в двух экземплярах, заверенные печатью и контактами) просьба высылать по указанному адресу учёному секретарю.

Автореферат разослан «26» февраля 2015 г.

Учёный секретарь диссертационного совета,
кандидат технических наук,
профессор

 Н.М. Уляшева

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

Мировой опыт показал, что для достижения высоких технологических и экономических показателей разработки нефтяных месторождений необходимо вести постоянный контроль за эксплуатацией объектов и в зависимости от текущего состояния регулировать процесс разработки. Одним из основных способов регулирования процесса извлечения углеводородов является применение какого-либо метода воздействия на пласт или призабойную зону скважин (ПЗС).

Поэтому подбор эффективных геолого-технических мероприятий (ГТМ) воздействия на пласт является одной из основных задач при разработке месторождений. При подборе методов воздействия обычно ориентируются на полученные результаты по скважинам на схожих месторождениях. При этом редко учитываются конкретные особенности коллектора, что приводит к уменьшению эффективности мероприятий. После недостижения планируемого прироста дебита от мероприятий начинают отказываться, а они могли бы иметь положительные результаты при тщательном подборе скважин.

К одной из причин низкой эффективности ГТМ можно отнести неполное представление о процессах фильтрации флюида в пласте и призабойной зоне (ПЗ) к создаваемым каналам и трещинам. При этом из обзора предшествующих исследований выявлено, что данный вопрос слабо освещён, и поэтому исследования в данном направлении являются актуальными. Новые знания позволят эффективней применять ГТМ и совершенствовать их, что в свою очередь, приведёт к улучшению технико-экономических показателей разработки месторождений.

Цель работы

Разработать рекомендации по регулированию разработки нефтяных месторождений на основе выявленных закономерностей процессов фильтрации флюидов в призабойной зоне скважины.

Задачи исследований

1. Выполнить анализ предшествующих исследований в области регулирования выработки запасов нефти и фильтрации флюидов в ПЗС, проанализировать теоретические и практические результаты применения различных методов воздействия на пласт и ПЗ.

2. Обосновать метод математического моделирования физических процессов фильтрации флюидов в пласте и разработать подход к моделированию разных видов ГТМ.

3. Определить характеры и основные факторы, влияющие на приток жидкости к скважине и создаваемым каналам в ПЗ по видам ГТМ, по результатам анализа процессов фильтрации разработать рекомендации по подбору ГТМ и их совершенствованию.

4. Оценить эффективность применения неравномерного вовлечения пластовых залежей в работу и предложить его как способ по регулированию процесса разработки нефтяных месторождений, в массивно-сводовых залежах определить оптимальные интервалы вскрытия коллектора.

5. Проанализировать возможность перенесения результатов расчётов с больших объектов разработки на масштабные по принципу суперпозиции.

Методы решения поставленных задач

Для решения поставленных задач использовались методы математического моделирования. Математическое моделирование реализовано в программном гидродинамическом комплексе «Протей», прошедшем государственную регистрацию и экспертизу ЦКР Роснедра, на основе материалов на тесте №7 SPE. Результаты показали удовлетворительное совпадение полученных прогнозных показателей разработки, которые являются надёжными и могут использоваться при проектировании месторождений. Экспертизу выполнила начальник отдела гидродинамического моделирования ООО «ТЕХНОЙЛ», эксперт ЦКР Минэнерго РФ Терехова Е. А.

Поставленные задачи решались проведением многочисленных экспериментов на гипотетических объектах разработки, анализом и обобщением полученных результатов.

Объект исследования

Все исследования проводились на объектах, приближенных к усредненным характеристикам и режимам работы залежей нефти южных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Области фильтрации объектов разработки вписывались в прямоугольные параллелепипеды, которые покрывались координатными сетками с постоянными или переменными шагами по осям Ox , Oy , Oz в зависимости от поставленной задачи в конкретном исследовании.

Научная новизна

1. Установлено, что в однородных пластах, чем выше проницаемость коллектора, тем меньше по нему будут приросты притоков жидкости в процентном выражении при увеличении радиуса дренирования.

2. Выявлено, что в однородных коллекторах при увеличении длины каналов фильтрации в ПЗ происходит перераспределение объёма притока жидкости между участками каналов.

3. Установлено, что в призабойной зоне скважины притоки жидкости вдоль каналов с высокой пропускной способностью не снижаются. К каналам с низкой пропускной способностью притоки жидкости уже на небольших расстояниях (более 1 м) от скважины несутся.

4. Показано, что ограниченное вовлечение в работу высокопроницаемых слоев относительно менее проницаемых позволит улучшить технологические показатели разработки нефтяных месторождений, и может быть предложен как способ регулирования процесса извлечения запасов нефти.

Основные положения, выносимые на защиту

1. Закономерности и характеры притоков жидкости к создаваемым в прискважинной зоне каналам, учёт которых позволит эффективней подбирать и совершенствовать методы воздействия на пласт, а также снизить затраты на их проведение.

2. Неравномерное вовлечение коллектора в работу в пластовых залежах в зависимости от проницаемости слоёв обеспечит увеличение коэффициента охвата разработкой, а значит и нефтеизвлечение.

3. Рекомендации по расположению интервалов перфорации и степени дренирования коллектора в массивно-сводовых залежах нефти позволят улучшить технологические показатели разработки месторождений.

Практическая ценность работы

1. Разработаны рекомендации по подбору ГТМ в зависимости от продуктивной характеристики коллекторов в разрезе скважины с целью получения наибольших приростов дебитов.

2. Предложены рекомендации по проведению ГТМ в низкопроницаемых коллекторах (глубокое дренирование пласта с использованием технологий, создающих невысокие пропускные способности в каналах с целью минимизации затрат).

3. Установлено, что ограниченное вовлечение в работу высокопроницаемых слоёв относительно средне- и низкопроницаемых увеличит коэффициент охвата разработкой и, тем самым, нефтеизвлечение.

Апробация работы

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались на международной молодёжной научной конференции «Севергеоэкотех» (Ухта, март 2011 г.); межрегиональных семинарах «Рассохинские чтения» (Ухта, УГТУ, 2011 г., 2015 г.); научно-практических конференциях молодых учёных и специалистов ООО «ПечорНИПИнефть» (Ухта, УГТУ, 2009 г., 2010 г.); III-й конференции молодых учёных и специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Москва, 2013 г.); межрегиональной научно-практической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (Ухта, УГТУ, 2014 г.).

Публикации результатов работы

По теме диссертации опубликовано шесть работ, в том числе две статьи в журналах, которые входят в перечень рекомендованных ВАК Минобразования РФ периодических изданий.

Объем и структура работы

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав и заключения. Общий объем работы составляет 137 страниц, в том числе 22 таблицы, 38 рисунков и список литературы из 107 наименований.

Благодарности

Автор, пользуясь возможностью, выражает искреннюю благодарность своему научному руководителю доктору технических наук, доценту А. В. Назарову за помощь на всех этапах подготовки диссертационной работы.

Автор выражает благодарность ректору УГТУ д.т.н., профессору Н. Д. Цхадая, к.т.н. О. А. Морозюку, к.т.н. С. М. Дуркину; сотрудникам кафедры РЭНГМиПГ УГТУ за помощь, консультации и ценные советы в процессе выполнения работы.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении изложена актуальность тематики диссертации, цель работы, основные задачи и методы исследований, научная новизна, защищаемые положения и практическая значимость работы.

В первой главе раскрыты вопросы, связанные с регулированием процесса разработки месторождений, проанализированы теоретические и практические результаты применения различных видов воздействия на пласт и ПЗ.

Большой вклад в совершенствование и регулирование систем разработки нефтяных месторождений, технологий воздействия на пласт и ПЗ внесли многие учёные и специалисты, в их числе: В. А. Амиян, Ю. П. Борисов, Ш. К. Гиматудинов, В. И. Грайфер, Л. Ф. Дементьев, И. И. Дунюшкин, В. П. Дыбленко, Ю. П. Желтов, В. М. Зайцев, С. Н. Закиров, Л. Х. Ибрагимов, М. М. Иванова, В. И. Кудинов, В. Д. Лысенко, В. Н. Манырин, А. А. Мордвинов, И. Т. Мищенко, Р. Х. Муслимов, Ю. В. Ревизский, Б. М. Сучков, И. П. Чоловский, И. А. Швецов и многие другие.

Разрабатываемая залежь представляет собой сложную динамическую систему, непрерывно меняющуюся во времени. По мере отбора запасов постоянно изменяются условия их извлечения на отдельных участках и в целом по залежи: уменьшается нефтяная зона пласта, сокращается нефтегазонасыщенная толща, меняется фонд скважин и его техническое состояние и т. д. Это требует постоянной корректировки ранее принятых технологических решений: перераспределения объёмов отбора флюидов и закачки рабочего агента между скважинами и участками залежи, принятия мер по вовлечению в разработку неохваченных воздействием зон и выявленных целиков нефти и т. д., то есть проведения обширного комплекса мероприятий по регулированию разработки с учётом меняющихся условий выработки запасов.

Регулирование разработки месторождений может осуществляться как через нагнетательные скважины для обеспечения наиболее полного охвата объёма залежи, так и через добывающие скважины – для обеспечения охвата дренированием всего объёма залежи.

К числу основных мероприятий с целью регулирования разработки можно отнести:

- установление оптимального режима работы добывающих и нагнетательных скважин;
- оптимальное вскрытие и изменение интервалов перфорации пластов объекта разработки;
- воздействие на ПЗС;
- применение одновременно-раздельной закачки (ОРЗ) и одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) при многопластовом строении месторождения;
- изоляционные работы по ограничению притока попутной воды или отключение скважин и пластов.

Выработка запасов в значительной мере зависит от режима работы залежи, темпов отбора, физических свойств пород и флюидов, энергетического состояния, количества скважин и их расположения. При естественном режиме разра-

ботки нефтяной залежи достичь высокой нефтеотдачи проблематично. Именно поэтому в настоящее время широко применяются методы искусственного воздействия на пласт. Принципиально эти методы делятся на те, реализация которых приводит к искусственному воздействию на залежь в целом, и на те, реализация которых влияет только на ПЗ конкретной скважины.

Обоснование способа регулирования разработки выполняется в зависимости от поставленных целей и задач, исходя из основных принципов регулирования и конкретных геолого-физических условий.

При решении сложных проблем разработки нефтяных месторождений необходимо учитывать все существенные параметры нефтяных пластов, в том числе зональную и послойную неоднородность по проницаемости, многослойность, различие подвижностей вытесняющего агента и нефти, включая уменьшение фазовой проницаемости для воды из-за остаточной нефти, различие физических свойств нефти и вытесняющего агента, показатель снижения продуктивности скважин по нефти при снижении забойного давления ниже давления насыщения, возможную долговечность скважин и многое другое.

Призабойная зона – наиболее уязвимое место системы «пласт-скважина». Поэтому от её проводимости в значительной мере зависят дебиты скважин. Эта зона подвергается интенсивному воздействию буровым и цементным растворам, которые в ряде случаев значительно ухудшают фильтрационные свойства пород.

Регулируя параметры ПЗ, можно менять продуктивности добывающих или нагнетательных скважин. Поэтому методы искусственного воздействия на ПЗ являются мощным средством повышения эффективности выработки запасов углеводородов. Не все методы обладают одинаковой результативностью, но каждый из них может дать максимальный положительный эффект только при условии обоснованного подбора скважины. Поэтому при использовании того или иного способа искусственного воздействия на ПЗ вопрос подбора скважины является принципиальным.

Перед подбором технологии воздействия необходимо проводить анализ причин ухудшения состояния ПЗ, которые могут быть связаны со вскрытием продуктивного пласта, заканчиванием скважин, освоением и последующей эксплуатацией.

В зависимости от причин низких фильтрационных свойств пород в ПЗ необходимо применять соответствующие методы воздействия. В основе всех методов воздействия на ПЗ лежит принцип искусственного изменения проводимости пород, осуществляемый химическими, физическими, биологическими и комбинированными технологиями.

К химическим методам относятся различные виды кислотных обработок. Физическое воздействие осуществляется для формирования в породах трещин и каналов высокой проницаемостью путём гидравлического разрыва пласта, импульсно-ударного воздействия и взрывов, отчисткой каналов фильтрации от асфальтосмолопарафинистых отложений.

Проведённый обзор предшествующих работ показал, что состояние ПЗ иг-

рает ведущую роль при добыче нефти, от которой зависят не только продуктивные характеристики скважин, но и конечная нефтеотдача. При этом из обзора исследований выявлено, что недостаточно освещены вопросы, связанные с физическими процессами фильтрации жидкости в ПЗ. В основном вопросы, относящиеся к ПЗ, сводятся к описанию насыщенности, фазовым проницаемостям, причинам загрязнения, методам обработок и эффективности ГТМ, и в то же время практически нет работ по описанию процессов фильтрации флюидов в ПЗ к искусственно созданным каналам от конкретных видов мероприятий.

Слабо освещён вопрос подбора скважин для ГТМ в зависимости от продуктивной характеристики пласта. Редко описывается то, какие изменения должны произойти в ПЗ от ГТМ для достижения высокой эффективности. Недостаточно информации о причинах низкой эффективности методов воздействия на ПЗ с точки зрения физических процессов фильтрации. Знание данной информации могло бы подтолкнуть на совершенствование и оптимизацию ГТМ, что позволило бы эффективней эксплуатировать и регулировать системы разработки месторождений, а также предлагать новые подходы к развитию данных систем.

Вторая глава посвящена основам математического моделирования физических процессов фильтрации флюидов.

На сегодняшний день самым распространённым способом прогнозирования показателей разработки является использование гидродинамических комплексов, с помощью которых также можно осуществлять исследования по изучению фильтрации флюидов в пласте и в ПЗ, так как в моделях учитываются все основные физические процессы фильтрации.

Для математического моделирования использовалась трёхмерная трёхфазная гидродинамическая модель, реализованная на основе программного комплекса «Протей» с соответствующими дополнениями. Комплекс позволяет осуществлять решение уравнений многомерной многофазной фильтрации в постановке «black oil».

Сущность математического моделирования физических процессов основана на численном решении дифференциальных уравнений многофазной фильтрации:

$$\operatorname{div}\left(\sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \times l_{\alpha}^k \times \vec{v}_{\alpha}\right) + \frac{\partial}{\partial t} \left(m \times \sum_{\alpha} \rho_{\alpha} \times l_{\alpha}^k \times s_{\alpha}\right) + q^k = 0, \quad (1)$$

где α = вода, нефть, газ; k = H_2O , $C_{5+в}$, C_{1-4} ; ρ_{α} – плотность фазы “ α ”; \vec{v}_{α} – скорость фазы “ α ”; l_{α}^k – массовая доля компонента “ k ” в фазе “ α ”; m – пористость; s_{α} – насыщенность порового пространства фазой “ α ”; q^k – массовая плотность источника (стока) по компоненту “ k ”.

Третья глава состоит из двух частей, посвящённых исследованиям процессов фильтрации жидкости в ПЗ. Исследования проводились на гипотетических объектах разработки. Области фильтраций вписывались в прямоугольные параллелепипеды и покрывались координатной сеткой с переменным шагом по осям Ox и Oy , что было необходимо для описания каналов фильтрации.

Первое исследование было направлено на изучение профиля притока жидкости к скважине и распределение притока вдоль перфорационных каналов в

разных по проницаемости коллекторах. Исследование проводилось на вертикальной скважине, расположенной в центре модели. В гидродинамическом комплексе было проведено четыре расчёта по изучению притока к скважине со следующими длинами перфорационных каналов: 30, 60, 90 и 120 см.

Перфорационные каналы описывались по подобию многозабойной скважины, вписанные в малые по размерам ячейки и направлялись по осям Ox и Oy в четыре стороны от центра скважины. Из предположения, что каналы одинаковы по длине и форме, следует, что притоки к ним из одного слоя равны, поэтому было решено упростить описание множества каналов в одну сторону по пропластку одним, но увеличенным в диаметре, что позволило уменьшить количество ячеек по оси Oz и облегчило моделирование забоя скважины. При данном подходе описания результаты расчётов будут сопоставимы с расчётами для их множества, так как величина притока к каналам в данном программном комплексе зависит от площади их поверхности, а пропускная способность – от условной проницаемости каналов.

В программном комплексе перфорационные каналы задаются с помощью радиуса и площади сечения, их длина – расстоянием между узлами ячеек. Плотность перфорации принята 16 отв/м, радиус – 0,0075 м.

Для приведения множества каналов к одному при толщине слоя 2 м использовался следующий алгоритм:

1. Определение приведённого радиуса (в программном комплексе используется для расчёта притока к поверхности):

- количество отверстий по одну сторону от скважины на метр толщи: $16 / 4 = 4$ отв/м;

- окружность одного канала: $P = 2 \times \pi \times R = 2 \times 3,14 \times 0,0075 = 0,0471$ м;

- окружность четырёх каналов: $P4 = 4 \times 0,0471 = 0,188$ м;

- общая окружность каналов в 2-х метровой толще: $P_{общ} = 2 \times 0,188 = 0,376$ м;

- приведённый радиус окружности: $R = P_{общ} / 2 \times \pi = 0,377 / 2 \times 3,14 = 0,59$ м.

2. Определение приведённой площади сечения (в программном комплексе – для расчёта пропускной способности):

- количество каналов по одну ось от скважины на метр толщи: $16 / 4 = 4$ отв/м;

- площадь сечения одного канала: $S = \pi \times R^2 = 3,14 \times 0,0075^2 = 0,000176$ м²;

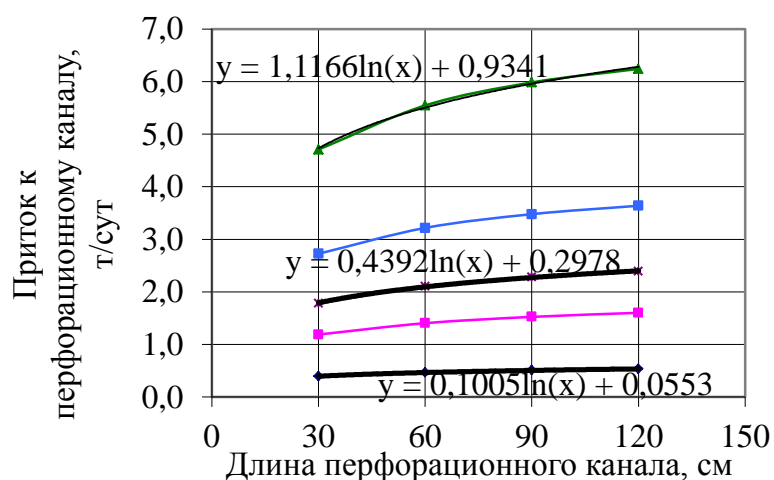
- площадь сечения четырёх каналов на метр толщи: $S4 = 0,000176 \times 4 = 0,000704$ м²;

- приведённая площадь сечения каналов в 2-х метровой толще: $S_{общ} = 0,000704 \times 2 = 0,001408$ м².

Полученные в результате расчётов притоки жидкости к перфорационным каналам и в целом по скважине сведены в таблицу 1 и представлены графически на рисунках 1 и 2. Приросты притоков к каналам длиной 60, 90 и 120 см относительно притока к 30 см перфорации в процентном выражении представлены в таблице 2.

Таблица 1 – Приток жидкости к перфорационному каналу в зависимости от его длины и проницаемости слоя

Номер слоя	Проницаемость слоя, мкм ²	Значение притока к перфорационному каналу из слоя, т/сут			
		длина канала			
		30 см	60 см	90 см	120 см
1	0,011	0,40	0,47	0,51	0,54
2	0,033	1,19	1,41	1,53	1,60
3	0,133	4,71	5,55	5,98	6,24
4	0,077	2,73	3,22	3,48	3,64
5	0,051	1,78	2,11	2,28	2,39
Приток к скважине с одной стороны, т/сут		10,80	12,74	13,78	14,41
Суммарный приток (дебит) к скважине, т/сут		43,21	50,97	55,10	57,62



- ◆ Проницаемость вскрываемого пласта 0,011 мкм²
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,033 мкм²
- ▲ Проницаемость вскрываемого пласта 0,133 мкм²
- Проницаемость вскрываемого пласта 0,077 мкм²
- * Проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм²
- Логарифмическая линия (проницаемость вскрываемого пласта 0,011 мкм²)
- Логарифмическая линия (проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм²)
- Логарифмическая линия (проницаемость вскрываемого пласта 0,051 мкм²)

Рисунок 1 – Приток к перфорационным каналам в зависимости от их длины и проницаемости слоя

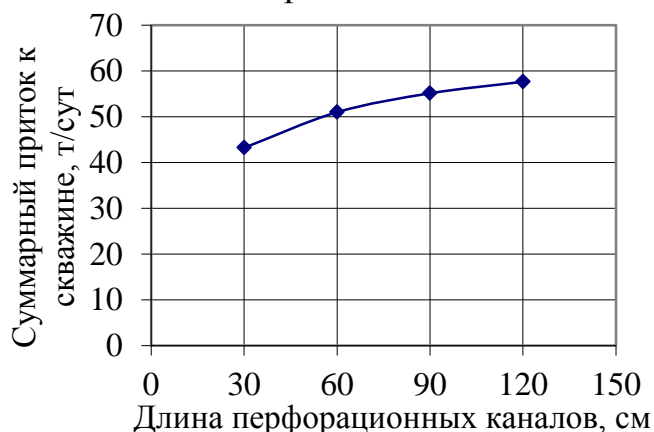


Рисунок 2 – Дебит скважины в зависимости от длины перфорационных каналов

Таблица 2 – Приросты притоков относительно 30 см перфорационного канала

Номер слоя	Проницаемость слоя, мкм ²	Приросты притоков относительно 30 см канала, %		
		длина перфорационного канала		
		60 см	90 см	120 см
1	0,011	18,2	28,4	35,0
2	0,033	18,1	28,2	34,7
3	0,133	17,8	27,1	32,6
4	0,077	18,0	27,6	33,5
5	0,051	18,1	27,8	33,9
Прирост притока (дебита) к скважине, %		18,0	27,5	33,3

Из представленных результатов видно, что в высокопроницаемых пропластках увеличение глубины вскрытия даёт меньший эффект прироста притоков в процентном выражении. В целом рост дебита скважины при увеличении длины перфораций с 30 см до 120 см составил 33,3%, при этом эффект от углубления с 90 см до 120 см – всего 5,8%.

Неравные приросты притоков из слоёв связаны с распределением давлений в прискважинной зоне и вдоль перфорационных каналов. Значения давлений вдоль каналов с длинами 90 см и 120 см по самому высокопроницаемому и низкопроницаемому слоям представлены в таблицах 3, 4. Графически значения притоков к участкам вдоль перфорационных каналов длиной 90 см и 120 см представлены на рисунке 3.

Таблица 3 – Давления в узлах канала длиной 90 см и в узлах, связанных с ним

Проницаемость слоя, мкм ²	Участок канала	Давление, МПа		Перепад давления, МПа
		в узле кана- ла	в узле, связанном с уз- лом канала (ПЗ)	
0,011	0 ÷ 30 см	15,00	15,74	0,74
	30 ÷ 60 см	15,00	15,84	0,83
	60 ÷ 90 см	15,00	16,00	1,00
0,133	0 ÷ 30 см	15,00	15,75	0,75
	30 ÷ 60 см	15,04	15,85	0,81
	60 ÷ 90 см	15,05	16,01	0,96

Таблица 4 – Давления в узлах канала длиной 120 см и в узлах, связанных с ним

Проницаемость слоя, мкм ²	Участок канала	Давление, МПа		Перепад давления, МПа
		в узле кана- ла	в узле, связанном с уз- лом канала (ПЗ)	
0,011	0 ÷ 30 см	15,00	15,54	0,54
	30 ÷ 60 см	15,00	15,61	0,61
	60 ÷ 90 см	15,01	15,71	0,70
	90 ÷ 120 см	15,01	15,86	0,85
0,133	0 ÷ 30 см	15,00	15,56	0,56
	30 ÷ 60 см	15,04	15,64	0,60
	60 ÷ 90 см	15,07	15,74	0,67
	90 ÷ 120 см	15,09	15,89	0,80

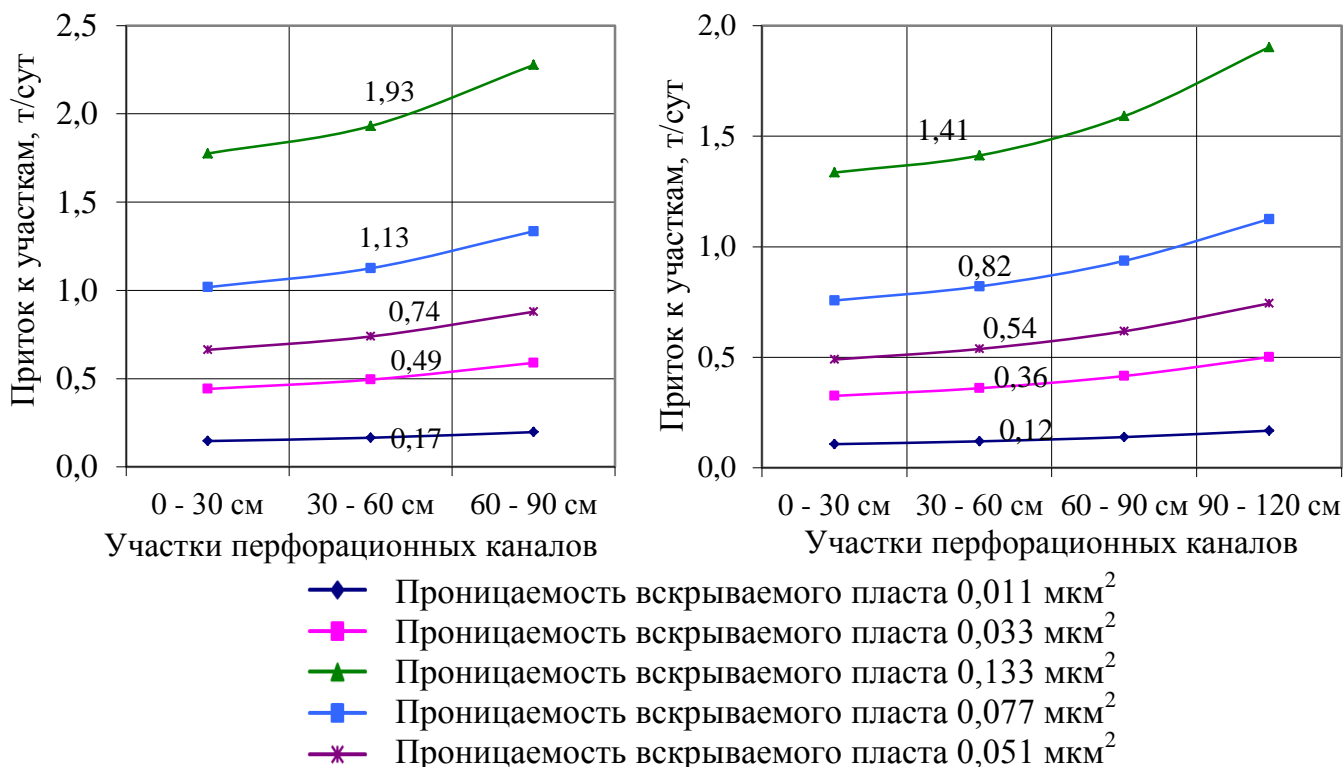


Рисунок 3 – Распределение притоков жидкости к участкам вдоль каналов длиной 90 см и 120 см

Из таблиц видно, что в низкопроницаемом пропластке в среднем давление в узлах канала ниже и практически не растёт, что связано с малыми гидродинамическими сопротивлениями по причине незначительных притоков. При этом давление в ПЗ по слоям восстанавливается примерно равными темпами, что приводит к большим перепадам давлений между областями фильтрации в низкопроницаемом пропластке. По этой причине притоки жидкости к участкам каналов в низкопроницаемом пласте имеют более высокие приросты в процентном выражении.

Сравнивая притоки к одним и тем же участкам вдоль неравных каналов, можно отметить, что притоки к участкам не равны – при увеличении их длины в основном наблюдается перераспределение объёма притока, а не пропорциональный рост, что можно было бы ошибочно предположить при анализе притока только к одному каналу.

По полученным результатам (рис. 1) была проведена оценка роста притока при увеличении длины каналов с использованием линий тренда. В таблице 5 приведены результаты расчётов по трём слоям со следующими длинами каналов: 1,2 м, 5 м, 10 м, 30 м, 50 м, 100 м и 200 м.

Из результатов видно, что приросты притоков по слоям в процентном выражении сопоставимы, при этом по низкопроницаемому слою приток при увеличении длины канала до 200 м вырос всего на 0,52 т/сут, по высокопроницаемому в 11 раз больше (5,75 т/сут). Представленные расчёты указывают на то, что глубина дренирования не приводит к значительным приростам дебитов скважин в однородных коллекторах (максимум в два раза), здесь основная эффективность заключается в увеличении коэффициента охвата разработкой.

Таблица 5 – Приток жидкости к увеличенным каналам и их относительные приросты при сопоставлении с 120 см перфорацией

Проницаемость слоя, мкм ²	Расчетный параметр (по линии тренда)	Длина канала, м						
		1,2	5	10	30	50	100	200
0,011	Приток, т/сут	0,53	0,68	0,75	0,86	0,91	0,98	1,05
	Прирост притока, %		27,1	40,2	60,8	70,4	83,4	96,5
0,051	Приток, т/сут	2,39	3,03	3,33	3,81	4,04	4,34	4,65
	Прирост притока, %		26,7	39,5	59,6	69,0	81,8	94,5
0,133	Приток, т/сут	6,24	7,87	8,65	9,87	10,44	11,22	11,99
	Прирост притока, %		26,2	38,6	58,2	67,4	79,8	92,2

Из расчётов следует, что получить существенный рост дебита в целом по скважине от воздействия на однородный низкопроницаемый слой проблематично, так как притоки из них незначительны. При проведении ГТМ в низкопроницаемых пластах остаётся надеяться только на приобщение высокопроницаемых зон.

Данные результаты, возможно, объясняют причины, по которым не достигаются ожидаемые приросты дебитов скважин при радиальном бурении и использовании горизонтальных скважин (ГС) в однородных коллекторах. Для примера в таблице 6 представлены фактические коэффициенты продуктивностей скважин Щельяюрского месторождения (пласт D_{3dm}), где средняя продуктивность ГС выше наклонно-направленных всего 1,6 раза.

Таблица 6 – Средние фактические значения коэффициентов продуктивностей скважин Щельяюрского месторождения

Вид скважины	Количество скважин, шт	К прод., $\frac{\text{м}^3}{\text{сут} \times \text{МПа}}$
Наклонно-направленная	6	112,07
ГС (сред. длина ГС – 400 м)	4	178,46
В целом	10	138,63

Цель второго исследования заключалась в анализе притоков жидкости к каналам от предполагаемых ГТМ в разных по проницаемости коллекторах. Исследование проводилось на трёх моделях, отличающихся только проницаемостью. Модели были представлены пятью слоями по 20 см. В данном исследовании размеры каналов фильтрации были приближены к реальным (без приведения).

Так как любое вскрытие пласта или воздействие представляет собой создание каналов или трещин разных диаметров, то все виды мероприятий можно разделить по величине пропускной способности каналов. В моделях каналы от геолого-технических мероприятий описывались по подобию многозабойной скважины. В зависимости от вида предполагаемого мероприятия в каналах задавалась высокая либо низкая пропускная способность. В программном комплексе данная величина формализована условной проницаемостью каналов.

Длина каналов принята равной 120 см. Для качественной оценки описывать каналы большей длины для изучения фильтрации флюида нет необходимости, так как основные физические процессы фильтрации в пласте сохранятся, а отличия будут только в больших размерах, депрессиях и объёмах притока. Также

по результатам первого исследования получено, что при увеличении глубины дренирования в основном отмечается перераспределение объёма притока вдоль каналов.

На каждой модели было проведено по три исследования с описанием определённого вида воздействия. Мероприятия с низкой пропускной способностью задавались проницаемостью в каналах 1 мкм², средней – 10 мкм², высокой – 100 мкм². Полученные результаты притоков жидкости к участкам каналов из разных по проницаемости моделей сведены в таблицу 7.

Таблица 7 – Притоки к участкам каналов из разных по продуктивности моделей

Номер эксперимента	Проницаемость модели, мкм ²	Пропускная способность канала, мкм ²	Слой	Значение притока к участкам канала, т/сут × 10 ⁻³				
				участок канала, см				Сумма
				0 ÷ 30	30 ÷ 60	60 ÷ 90	90 ÷ 120	
1	0,011	1	1 слой	47,43	12,57	5,68	7,33	73
			2...5 слой	47,42	12,57	5,68	7,33	73
			Сумма	237,1	62,9	28,4	36,7	365
2	0,051		1 слой	261,7	22,82	4,95	7,57	297
			2...5 слой	261,65	22,82	4,95	7,57	297
			Сумма	1308,3	114,1	24,8	37,9	1485
3	0,151		1 слой	780,93	25,95	3,9	7,29	818,1
			2...5 слой	780,75	25,95	3,9	7,29	817,9
			Сумма	3903,8	129,7	19,5	36,5	4089,5
4	0,011	10	1 слой	21,32	16,7	17,93	26,14	82,1
			2...5 слой	21,32	16,7	17,93	26,14	82,1
			Сумма	106,6	83,5	89,7	130,7	410,4
5	0,051		1 слой	167,32	68,09	44,34	59,04	338,8
			2...5 слой	167,27	68,07	44,34	59,04	338,7
			Сумма	836,4	340,4	221,7	295,2	1693,6
6	0,151		1 слой	643,47	140,51	54,48	70,89	909,4
			2...5 слой	643,2	140,46	54,47	70,88	909
			Сумма	3216	702,3	272,4	354,4	4545,1
7	0,011	100	1 слой	13,27	16,43	22,15	33,72	85,6
			2...5 слой	13,27	16,43	22,15	33,71	85,6
			Сумма	66,3	82,1	110,8	168,6	427,8
8	0,051		1 слой	74,21	73,11	89,25	133,31	369,9
			2...5 слой	74,18	73,09	89,23	133,28	369,8
			Сумма	370,9	365,5	446,1	666,4	1848,9
9	0,151		1 слой	302,53	211,82	211,8	304,21	1030,4
			2...5 слой	302,29	211,68	211,69	304,09	1029,8
			Сумма	1511,5	1058,4	1058,5	1520,5	5148,9

Сначала результаты были сгруппированы таким образом, чтобы проанализировать притоки к каналам в зависимости от проницаемости коллектора. Графически притоки к участкам вдоль каналов для пласта с проницаемостью 0,011 мкм² представлены на рисунке 4.

Из рисунка видно, что в низкопроницаемом пласте характеры притоков к каналам отличаются существенно в зависимости от их пропускной способности (вида ГТМ). К участкам каналов с высокой и средней сообщаемостью притоки

жидкости по мере отдаления от скважины растут. По мероприятию с низкой пропускной способностью притоки снижаются. Из данных зависимостей можно заключить, что по низкопроницаемым пластам будут эффективны мероприятия, позволяющие достигать «хорошую» пропускную способность в каналах. При этом необходимо отметить, что притоки из пласта очень малы, поэтому получить значительный прирост дебита в объёмном выражении не удастся, а значит необходимо выбирать наиболее дешёвые технологии воздействия.

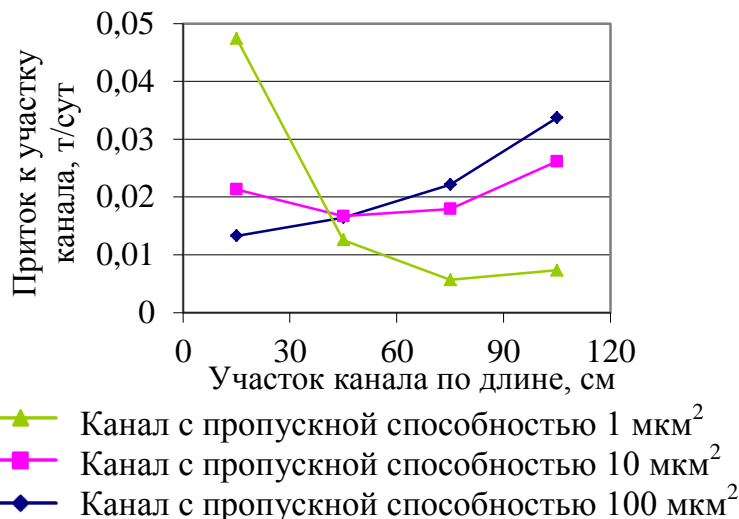


Рисунок 4 – Притоки к участкам каналов в пласте с проницаемостью 0,011 мкм²

Причины существенных отличий характеров притоков связаны с распределением давлений в прискважинной зоне и в самом канале. Для большей наглядности значения давлений и притоков по участкам вдоль каналов представлены на рисунке 5.

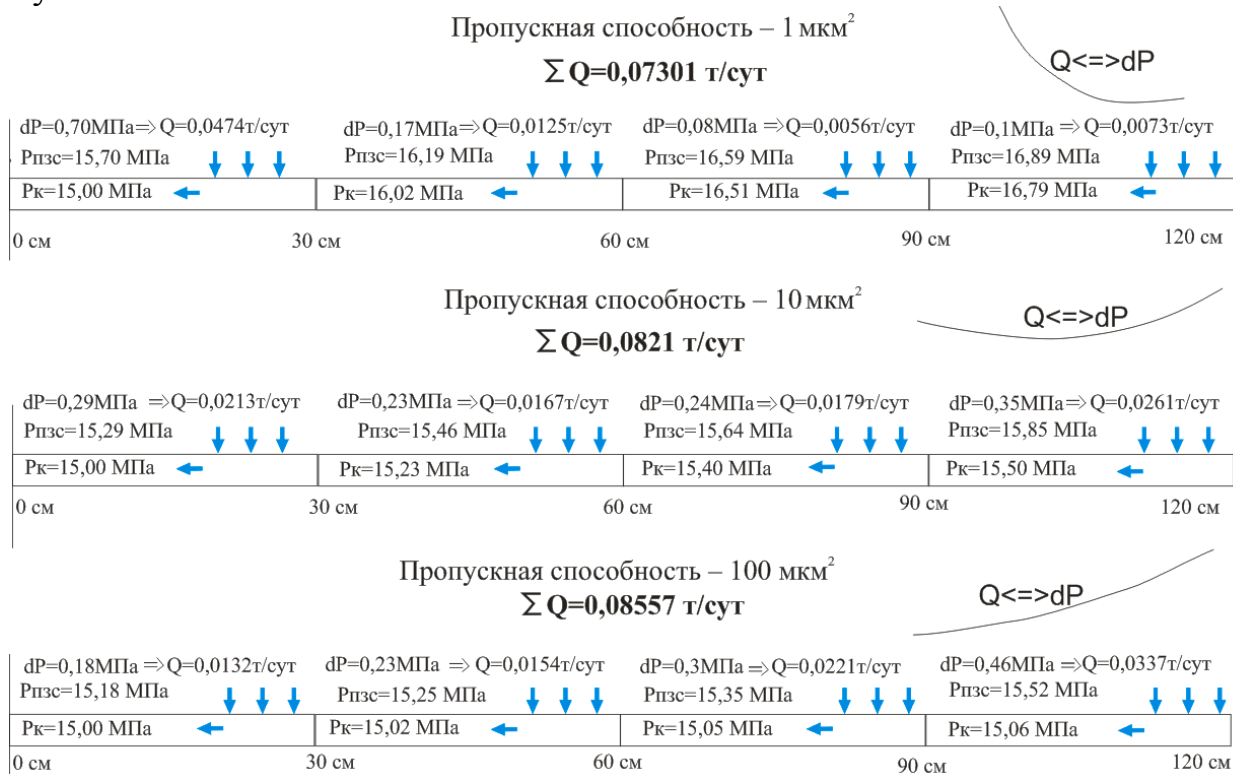


Рисунок 5 – Величина давлений и притоков к участкам каналов в пласте с проницаемостью 0,011 мкм²

Из рисунка 5 видно, что по мероприятию с низкой сообщаемостью (1 мкм^2) давление в канале выше и по мере отдаления от скважины растёт высокими темпами, что объясняется значительными гидродинамическими сопротивлениями из-за их низкой пропускной способности. В связи с этим давление в канале уже на незначительном расстоянии от скважины практически равно давлению в ПЗ, что приводит к незначительным перепадам давлений на конечных участках и несущественным притокам жидкости.

В канале со средней пропускной способностью (10 мкм^2) разница давлений между узлами на начальных участках снижается, а после растёт, что объясняется непропорциональным ростом давлений в канале и ПЗ, так как данные области обладают разными проводящими свойствами.

Давление в канале с высокой пропускной способностью (100 мкм^2) по мере отдаления от скважины практически не растёт, так как в нем нет высоких гидродинамических сопротивлений, и притекаемый объем жидкости без особых затруднений уходит в скважину. При этом давление в ПЗ относительно канала выше и восстанавливается высокими темпами, что приводит к существенным перепадам давлений между узлами и росту притока к участкам канала при отдалении от скважины.

Результаты расчётов по слоям с проницаемостью $0,051 \text{ мкм}^2$ и $0,151 \text{ мкм}^2$ графически представлены на рисунке 6.

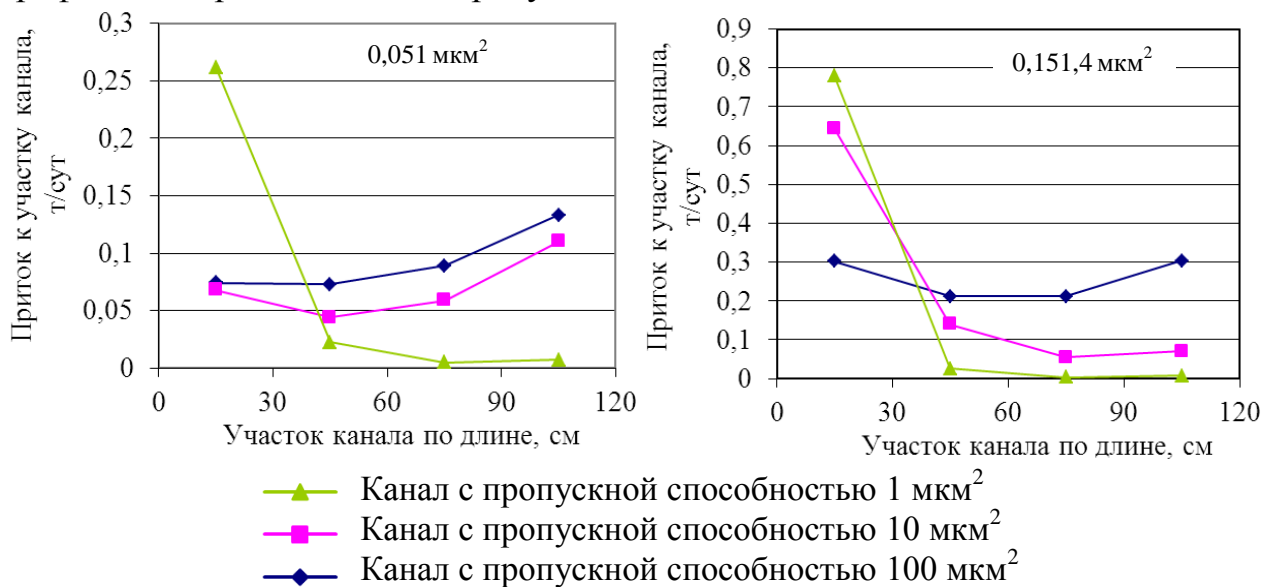


Рисунок 6 – Притоки к участкам каналов с проницаемостью моделей $0,051 \text{ мкм}^2$ и $0,151 \text{ мкм}^2$

Группировка притоков по величине пропускной способности каналов в среднепроницаемом пласте ($0,051 \text{ мкм}^2$) показала, что притоки при отдалении от скважины по мероприятиям с высокой и средней сообщаемостью в каналах растут, низкой – снижаются (рис. 6). Здесь величина притока к участкам существенней. По данным коллекторам будут эффективны мероприятия, создающие «хорошую» пропускную способность.

По высокопроницаемому пласту ($0,151 \text{ мкм}^2$) притоки жидкости не снижаются только от мероприятий, создающих высокую пропускную способность в каналах (рис. 6). Здесь величина притока к каналам значительна. К каналу с низ-

кой сообщаемостью притоки уже на расстоянии всего 90 см от скважины практически отсутствуют. По высокопроницаемым пластам эффективны будут мероприятия, позволяющие получить только высокую пропускную способность в каналах.

Группировки притоков к каналам по величине пропускной способности (видам ГТМ) из разных по проницаемости пластов графически представлены на рисунке 7.

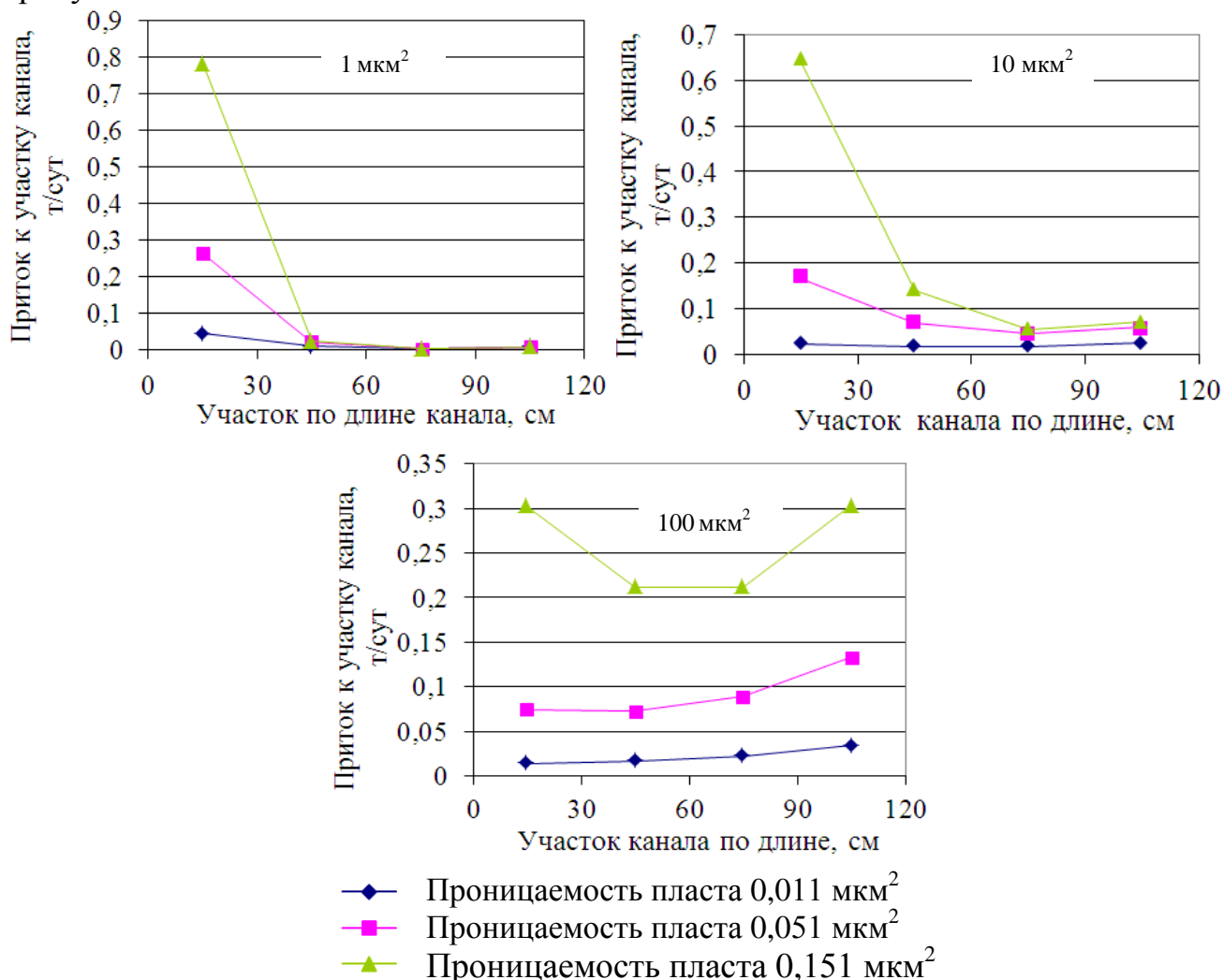


Рисунок 7 – Притоки к участкам каналов с пропускной способностью 1 мкм², 10 мкм² и 100 мкм²

По мероприятиям, создающим низкую пропускную способность (1 мкм²), притоки к каналам (трещинам) уже на незначительных расстояниях от скважины практически отсутствуют, при этом их величина существенна в прискважинной зоне, что связано с высоким перепадом давлений. Данные мероприятия будут иметь низкую эффективность в любых коллекторах, а увеличение радиуса дренирования – неэффективно. Поэтому при проведении подобных мероприятий необходимо обязательно соблюдать рекомендуемую технологию и выполнять хорошую очистку ПЗ после воздействия.

Профили притоков от мероприятий, создающих среднюю пропускную способность в каналах (10 мкм²), отличаются существенней. В высокопроницаемом пласте по мере отдаления от скважины притоки снижаются, а низкопроницаемом – растут. Данные виды мероприятий можно рекомендовать по низкопро-

нищаемым и среднепроницаемым пластам.

Характеры притоков от мероприятий, создающих высокую пропускную способность схожи – нет тенденции к снижению по участкам. Такого рода мероприятия будут эффективны во всех коллекторах.

Полученные результаты указывают на то, что главной целью всех мероприятий является максимальное восстановление начального состояния ПЗ (до среднего по пласту), так как ухудшение ПЗ значительно снижает дебиты скважин, в то же время большее вовлечение коллектора в работу несущественно влияет на продуктивность.

По результатам исследований третьей главы можно сделать следующее заключение: при проведении мероприятий необходимо стремиться к созданию в каналах максимально высокой пропускной способности, но при этом параллельно учитывать продуктивный потенциал коллектора с целью минимизации затрат по мероприятию. На основе данного вывода были разработаны следующие рекомендации по оптимизации технологий воздействия на пласт:

- при проведении гидроразрыва пласта (ГРП) с целью минимизации затрат в низкопроницаемых коллекторах использовать мелкую фракцию проппанта, высокопроницаемых – только крупную;

- при проведении ГРП в низкопроницаемых коллекторах необходимо стремиться к созданию максимального радиуса трещины, высокопроницаемых – эта величина может быть меньше;

- в низкопроницаемых коллекторах с целью экономии можно использовать ГС малого диаметра (или радиальное бурение);

- в низкопроницаемых коллекторах применять ГТМ со значительной глубиной дренирования, при этом используя технологии, создающие невысокие пропускные способности в каналах фильтрации с целью минимизации затрат;

- во всех горизонтальных скважинах проводить вторичное вскрытие пласта перфорацией и обработку призабойной зоны (ОПЗ);

- проведение повторных однотипных мероприятий, направленных на увеличение эффективной пористости в ПЗ или трещиноватости будут малоэффективны, так как пористость (проницаемость) в ПЗ едва ли увеличится, а улучшение состояния удалённых участков не приводит к существенным приростам притоков к скважине;

- если по результатам гидродинамических исследований состояние ПЗ сопоставимо или лучше удалённой зоны пласта, то в данных скважинах проведение ГТМ будет малоэффективно.

Четвертая глава состоит из двух исследований.

В первом исследовании оценивалась эффективность неравномерного вовлечения пластовой залежи в разработку как метода регулирования. На модели залежи проведено два расчёта, отличающихся только степенью вовлечения слоёв в работу. В варианте 1 смоделировано равномерное вскрытие пласта. В варианте 2 низкопроницаемые слои вскрывались как в первом случае, а высокопроницаемые – с ограничением связи, и чем выше была проницаемость, тем ниже связь. Величина связи по вариантам между скважинами и слоями представлена в таблице 8.

Таблица 8 – Величина связи по вариантам между скважинами и слоями

Номер слоя	Нефтенасыщенная толщина слоя, м	Проницаемость, мкм ²	Степень связи пласта и скважины, мкм ²	
			вариант 1	вариант 2
1	20	0,03	0,024	0,024
2	5	0,15	0,120	0,060
3	1,25	0,75	0,600	0,030
4	5	0,15	0,120	0,060
5	20	0,03	0,024	0,024

Объект разрабатывался с поддержанием пластового давления вертикальными скважинами: добывающая находится в центре, нагнетательные по углам модели. В вариантах режимы работы скважин задавались одинаковыми: по добывающей – 300 т/сут по жидкости, нагнетательным – 95 м³/сут воды.

Так как связь между пластом и скважиной во втором варианте была ниже, то приток в варианте компенсировался большей депрессией на пласт, благодаря чему низкопроницаемые слои работали интенсивнее. В первый год разработки средняя разница депрессий составила 3,1 МПа, в дальнейшем постепенно снижалась.

Полученные значения притоков из слоев сведены в таблицу 9. Динамики обводнённости и добычи нефти по вариантам представлены на рисунке 8.

Таблица 9 – Распределение притоков жидкости к скважине по вариантам

Номер слоя	Нефтенасыщенная толщина, м	Проницаемость, мкм ²	Приток жидкости, т/сут		Разница притоков жидкости	
			вариант 1	вариант 2	т/сут	%
В начальный период разработки						
1	20	0,03	46,6	52,1	5,5	11,7
2	5	0,15	63,9	69,8	5,9	9,3
3	1,25	0,75	81,1	58,2	-22,9	-28,3
4	5	0,15	63,7	69,7	6,0	9,3
5	20	0,03	44,7	50,2	5,5	12,4
По скважине			300,0	300,0		
На начало 10 года разработки						
1	20	0,03	20,6	23,5	2,9	14,1
2	5	0,15	69,1	80,8	11,7	17,0
3	1,25	0,75	120,2	91,0	-29,2	-24,3
4	5	0,15	69,0	80,8	11,8	17,1
5	20	0,03	21,0	23,9	2,9	13,9
По скважине			300,0	300,0		
На начало 25 года разработки						
1	20	0,03	24,8	30,3	5,5	22,0
2	5	0,15	71,3	80,0	8,7	12,2
3	1,25	0,75	107,3	79,0	-28,3	-26,3
4	5	0,15	71,2	79,8	8,7	12,2
5	20	0,03	25,3	30,8	5,4	21,4
По скважине			300,0	300,0		

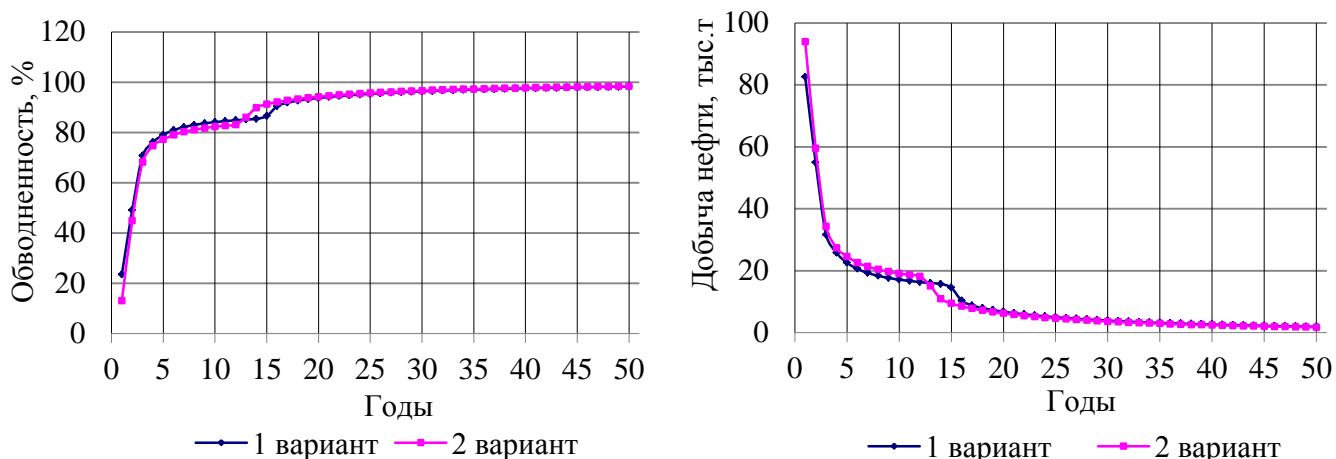


Рисунок 8 – Динамики обводнённости и добычи нефти по вариантам

Из таблицы 9 видно, что в варианте 2 приток жидкости в начальный период из высокопроницаемого слоя за счет меньшего его вовлечения в работу снизился на 28,3%. Благодаря более высокой депрессии на пласт притоки из низкопроницаемых слоёв выросли на 11,7% и 9,3%. Притоки жидкости по слоям с течением времени менялись существенно, так по варианту 1 за 10 лет по высокопроницаемому слою приток увеличился с 81,1 до 120,2 т/сут (на 48,2%), по низкопроницаемому наоборот снизился с 46,6 до 20,6 т/сут (55,8%). Данное перераспределение объёмов притоков связано с изменением фазовых проницаемостей.

По результатам расчётов получено, что меньшее вовлечение высокопроницаемых слоёв в работу снижает темпы обводнения продукции скважин. В то же время данные пропластки все равно хорошо вырабатываются и промываются вытесняющим агентом. По варианту 1 накопленная добыча нефти составила 534,18 тыс. т, по варианту 2 – 547,03 тыс. т, разница – 2,4%, максимальная разница достигнута в 12 году – 36,2 тыс. т или 10,5%. Обводнённость на конец разработки по вариантам – 98,23% и 98,37% соответственно, что также указывает на больший охват разработкой в варианте 2.

Второе исследование в четвертой главе было направлено на определение оптимальных интервалов вскрытия коллектора в массивно-сводовой залежи. Всего на модели объекта выполнено 10 вариантов расчётов, которые отличались только расположением интервалов перфорации, степенью вовлечения слоёв в работу и интервалами закачки воды. Исследование проводилось на объекте, представленного шестью слоями толщиной по два метра. Слои чередовались проницаемостью по 0,05 мкм² и 0,1 мкм². Нижний слой в модели являлся активно-водонапорным.

Во всех вариантах закачка велась с начала разработки. Использовались вертикальные скважины, расположение которых представлено на рисунке 9. По вариантам 1 ÷ 4 вскрытие пласта перфорацией представлено на рисунке 10. Во всех вариантах режимы работы скважин задавались одинаковыми: по добывающим – 65 т/сут по жидкости, по нагнетательной – 130 м³/сут воды. Расчёт показателей разработки выполнялся на 50 лет.

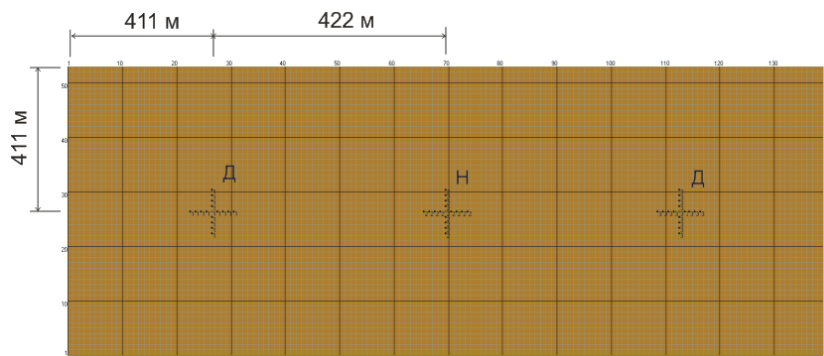


Рисунок 9 – Объект разработки (вид сверху)

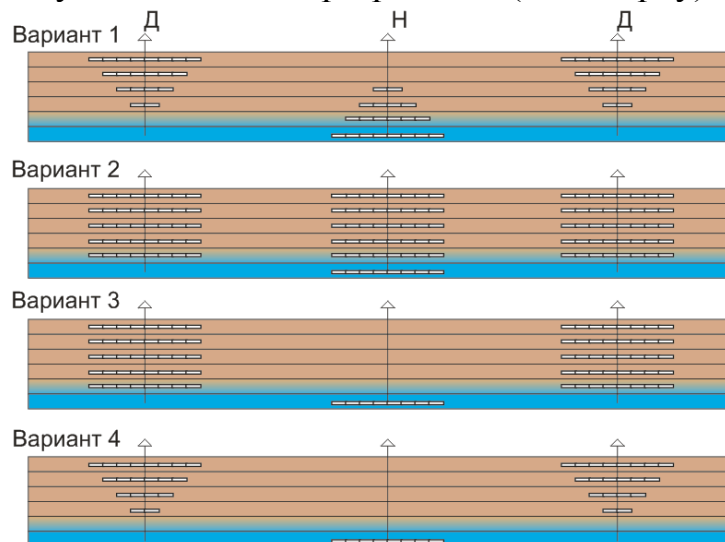


Рисунок 10 – Расположение и степень вовлечения пласта перфорацией по вариантам 1 ÷ 4

По результатам расчётов получено, что уже с начала разработки в вариантах 2 и 3 продукция скважин обводнена. Интенсивнее работают нижние пропластки, что связано с фазовыми проницаемостями и водонапорной активностью нижнего слоя, а в вариантах 1, 3 и 4 – ещё и с закачкой воды в данные слои. В скважинах с течением времени наблюдается постепенное снижение притока жидкости из верхних слоёв и рост из нижних, что также объясняется фазовыми проницаемостями. Во всех вариантах на 50-й год разработки нижние слои полностью обводнены и к ним поступает наибольший объём жидкости. В то же время верхние пропластки имеют наименьшую обводнённость и незначительные притоки.

Варианты с одинаковым вскрытием пласта в добывающих скважинах (1 и 4, 2 и 3) по показателям разработки схожи между собой, особенно в начальный период. Лучшими по показателям разработки из схожих вариантов стали те, в которых закачка велась только в нижний водонасыщенный слой (под ВНК). Из первых вариантов наиболее эффективным оказался вариант 4.

Проанализировав полученные результаты, было решено провести дополнительно три исследования и учесть следующие замечания: удалить перфорацию от ВНК (варианты 6, 7) и более активно вовлекать в разработку верхние пропластки с помощью закачки (варианты 5, 7). По данным вариантам расположение интервалов перфорации представлено на рисунке 11.

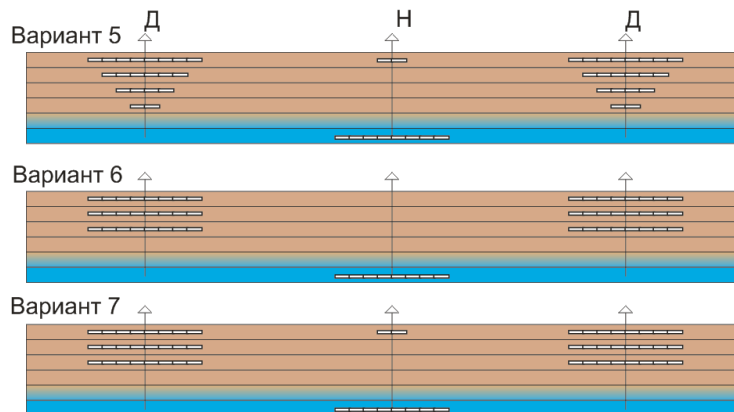


Рисунок 11 – Расположение и степень вовлечения пласта перфорацией по вариантам 5 ÷ 7

По результатам расчётов получено, что варианты 6 и 7, в которых нижние интервалы перфорации в большей степени удалены от ВНК, имеют наилучшие показатели разработки. Сравнивая четвёртый вариант с пятым, в котором закачка велась в верхний пропласток для большего его вовлечения, пятый – оказался менее эффективным, в связи с более высокими темпами обводнения, а также с оттеснением нефти в приконтурную область. По этой же причине вариант 7 оказался хуже варианта 6, несмотря на то, что в первые три года добыча нефти была выше ($\approx 1\%$). Лучшим из вариантов стал вариант 6, по которому накопленная добыча нефти максимальная, обводнённость продукции скважин минимальная, при этом нижние слои наиболее обводнены. Во всех вариантах резервом для добычи нефти остались верхние слои.

Так как к 50 году не все слои оказались достаточно выработанными, было выполнено ещё три расчёта на основе наилучшего до этого варианта 6 только с разными вариантами закачки. Варианты 8 и 9 схожи с вариантом 7, с разницей в том, что в варианте 8 закачка велась в оба слоя в течение шести лет, после верхний интервал изолировался, и закачка продолжалась только в самый нижний слой. Вариант 9 от варианта 7 отличался тем, что сначала закачка велась только в нижний слой до 25 года, а после дополнительно подключался самый верхний. В варианте 10 было смоделировано постепенное подключение в работу нижних слоёв в нагнетательной скважине: второй слой подключался в девятом году, третий – 18 году, четвёртый – 25 году, пятый – 33 году, шестой – 40 году.

В результате расчётов получено, что в вариантах показатели разработки по годам практически не отличались. Максимальная разница по накопленной добыче нефти составила всего 2,2 тыс. т или 0,5%. Наилучшим из вариантов остался вариант 6, по которому на конец разработки годовая добыча нефти и КИН выше. По анализу обводнённости слоёв можно отметить, что она не всегда достоверно характеризует выработку запасов, так как варианты 9 и 10 с максимальной обводнённостью на 50-й год имели наименьшие значения КИН, что связано с оттеснением нефти в законтурную область из-за закачки воды в верхние слои на разных этапах разработки.

В пятой главе выполнена оценка применимости принципа суперпозиции и возможности перенесения результатов исследований с небольших объектов разработки на масштабные. Для этого на трёх гипотетических объектах, отличаю-

щихся между собой только размерами, были рассчитаны одинаковые варианты разработки. Число узлов по осям в моделях составили: в первой – $51 \times 51 \times 7$, второй – $101 \times 101 \times 7$, третьей – $201 \times 201 \times 7$. Результаты, полученные на первой модели, по принципу суперпозиции были перенесены на большие по размерам объекты, а после сопоставлены с результатами расчётов, полученными на конкретных масштабных моделях.

По результатам исследования сделан вывод о применимости принципа суперпозиции как метода для прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений, особенно на ранних стадиях проектирования.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Условно любое вскрытие пласта или воздействие можно описать с помощью геометрии каналов в ПЗ по подобию многозабойной скважины, задав нужную величину пропускной способности между узлами каналов в зависимости от вида ГТМ. При этом считая, что каналы имеют одинаковую длину и форму, описание множества каналов в одном слое и направлении можно заменить в данном гидродинамическом комплексе одним, но увеличенным в размерах, что позволит уменьшить количество ячеек по оси Oz и упростит описание скважины.

2. Приток жидкости к скважине значительно зависит от фильтрационной характеристики пласта и пропускной способности создаваемых в скважине каналов. Различие профилей притоков вдоль созданных каналов связано с непропорциональным ростом давлений в канале и ПЗ. Притоки жидкости к одним и тем же участкам каналов при разных их длинах не равны – при увеличении длины в основном наблюдается перераспределение объёма притока. Наибольшие приросты притоков в однородных коллекторах при увеличении радиуса дренирования в процентном выражении будут получены по низкопроницаемым слоям, но в то же время в объёмном выражении прироста будут минимальными.

3. Получить ощутимый прирост дебита в объёмном выражении от мероприятий в однородных низкопроницаемых пластах маловероятно по причине незначительных притоков. По среднепроницаемым коллекторам будут эффективны мероприятия, создающие «хорошую» пропускную способность в каналах. По высокопроницаемым пластам будут эффективны мероприятия, позволяющие достигать только высокую пропускную способность в каналах.

4. Исследования по неравномерному вовлечению в работу пропластков в зависимости от их продуктивной характеристики показали, что благодаря меньшему вовлечению высокопроницаемых слоёв в работу можно снизить темпы обводнения продукции скважин и увеличить коэффициент охвата разработкой. При этом данные пропластки все равно будут хорошо выработаны и промыты вытесняющим агентом.

5. Исследования на модели массивно-сводовой залежи показали, что при разработке данных залежей интенсивнее работают нижние пропластки, и с течением времени притоки из них увеличиваются, в то же время из верхних наблюдается снижение. На начальных стадиях разработки подобных залежей интервалы перфорации в добывающих скважинах следует располагать только в верхних

продуктивных слоях для предотвращения преждевременного прорыва воды, а закачку вести под ВНК при условии отсутствия зоны окисления на границе нефть-вода. По мере доизучения геологического строения и особенностей работы залежи интервалы вскрытия коллектора могут быть уточнены. Во всех вариантах верхние слои оказались наименее выработанными, что говорит о необходимости уже на начальных этапах эксплуатации максимально вовлекать данные слои в работу.

6. Доказана применимость методов прогнозирования показателей разработки с помощью перенесения результатов расчётов с небольших объектов на масштабные, используя принцип суперпозиции.

Основные результаты диссертационных исследований опубликованы в работах:

Статьи в изданиях, рекомендованных ВАК Минобразования РФ

1. Собин А. М. Анализ профиля притока жидкости к созданным каналам от различных видов геолого-технических мероприятий // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2012. – №1. – С. 56–62.

2. Собин А. М. Совершенствование разработки водоплавающих залежей // Нефтепромысловое дело. – 2012. – №9. – С. 17–25.

Статьи в научно-технических сборниках и других изданиях

3. Назаров. А. В., Собин А. М. Применимость принципа суперпозиции для прогноза технологических показателей разработки нефтяных месторождений // Эффективность освоения запасов углеводородов: науч.-техн. сб. В 4 ч.; ч. 2. Разработка и эксплуатация месторождений. Комплексные исследования нефтегазо-конденсатных пластовых систем / Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. – Ухта, 2010. – С. 169–173.

4. Собин А. М. Профиль притока жидкости к скважине и распределение притока вдоль перфорационного отверстия // Рассохинские чтения: материалы межрегионального семинара (3 – 4 февраля 2011 года) / под редакцией Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2011. – С. 228–235.

5. Собин А. М. О возможности регулирования разработки месторождений с помощью совершенства вскрытия пласта // XII международная молодежная научная конференция «Севергеозкотех – 2011»: материалы конференции (16 – 18 марта 2011 г., Ухта): в 5 ч.; ч. 2. – Ухта : УГТУ, 2011. – С. 357–361.

6. Собин А. М. Вскрытие коллектора в массивно-сводовых залежах // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-практической конференции (13 – 14 декабря 2014 года) / под редакцией Н. Д. Цхадая. – Ухта : УГТУ, 2015. – С. 166–172.