

На правах рукописи



ГУБАНОВ СЕРГЕЙ ИГОРЕВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДА ИНТЕНСИВНОГО ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ
СКВАЖИНАМИ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ**

Специальность 2.8.4. Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тюмень – 2024

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего образования «Самарский государственный технический университет» на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений».

Научный руководитель **Ольховская Валерия Александровна**,
кандидат технических наук, доцент, доцент
кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений» ФГБОУ ВО «Самарский
государственный технический университет».

Официальные оппоненты: **Чупров Илья Фёдорович**,
доктор технических наук, доцент, профессор
кафедры «Физика и высшая математика» ФГБОУ
ВО «Ухтинский государственный технический
университет»;

Королев Максим Игоревич,
кандидат технических наук, доцент высшей
нефтяной школы ФГБОУ ВО «Югорский
государственный университет».

Ведущая организация ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный
университет императрицы Екатерины II»,
г. Санкт-Петербург.

Защита состоится «07» июня 2024 года в 15 часов 00 минут на заседании
диссертационного совета 24.2.419.03, созданного на базе ФГБОУ ВО
«Тюменский индустриальный университет», по адресу: 625000, г. Тюмень,
ул. Мельникайте, 70, ауд. 312.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотечно-издательском
комплексе ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» и на сайте
www.tyuiu.ru.

Автореферат разослан «03» мая 2024 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета

Пономарева Татьяна Георгиевна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы исследования. Запасы высоковязкой нефти (ВВН) и природного битума являются перспективным источником поддержания и увеличения добычи для компаний-недропользователей. Заинтересованность Российской Федерации в вовлечении объёмов этих запасов в разработку отражена в федеральном проекте «Технологии освоения трудноизвлекаемых углеводородов», утверждённом 15.11.2021 г., а также в «Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года», утверждённой постановлением Правительства РФ от 09.06.2020 г. (№1523-р).

Совершенствование технологий строительства и управления режимами эксплуатации скважин, способов вторичного вскрытия пластов, методов повышения нефтеотдачи на месторождениях ВВН - задача наукоёмкая, требующая учёта уникальных особенностей пласта-коллектора. Учёт этих особенностей является приоритетным по отношению к комбинированным технологиям воздействия на пласт, интегрирующим в себе тепловые, физические и химические методы. В ряде случаев неоднозначность результатов и нестабильность технологических эффектов обусловлены неблагоприятным сочетанием горно-геологических и термобарических условий, параметров насыщающего пласт флюида, состава и свойств горных пород.

Прогрев пласта высоковязкой нефти остаётся основным интенсифицирующим фактором. На месторождениях Самарской области в терригенных отложениях использовались циклические паротепловые обработки добывающих скважин. В процессе закачки пара с температурой 320 °С приёмистость пласта снижалась в 3-4 раза, а при отборе был получен лишь слабый приток продукции со следами нефти. Вероятная причина - блокирование фильтрационных потоков из-за уменьшения сечений проточных каналов от воздействия высокой температурой и набухания глинистого цемента.

Применение с середины 2000-х годов горизонтальных скважин на залежах с относительно небольшой площадью и толщиной также сопровождалось осложнениями. При вводе в эксплуатацию они часто давали высокообводнённую продукцию, а из-за высокой проницаемости пород-коллекторов, наличия подстилающей пластовой воды и опережающего обводнения приходилось прекращать форсированный отбор жидкости. Кроме того, добыча нефти на высоких депрессиях сопровождалась интенсивным пескопроявлением.

С учётом опыта разработки месторождений России, ближнего и дальнего зарубежья создание новых комбинированных методов воздействия на залежи ВВН является актуальной научной и практической задачей.

Степень разработанности темы исследования

Значительный вклад в развитие теории, практики и методологических основ гидродинамического моделирования добычи высоковязкой нефти внесли отечественные и зарубежные учёные, такие как: Антониади Д.Г., Байбаков Н.К., Баренблатт Г.И., Бернадинер М.Г., Грачев С.И., Девликамов В.В., Ентов В.М., Желтов Ю.П., Зейгман Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Иктисанов В.А., Кабиров М.М., Каневская Р.Д., Кудинов В.И., Курбанов Я.М., Лапук Б.Б., Липаев А.А., Мирзаджанзаде А.Х., Мищенко И.Т., Мохов М.А., Рогачев М.К., Рузин Л.М., Хасанов М.М., Хисамов Р.С., Щелкачёв В.Н., Bingham O.I., Butler R.M., Joshi S.D., Olson R.V. и другие.

Исследования комбинированных методов воздействия на пласт подробно представлены в работах Аглиуллина М.М., Альнабуды А.С.Д., Ахметова И.Г., Балдина А.В., Гарифова К.М., Гайворонского И.Н., Гилаева Г.Г., Гиматудинова Ш.Х., Грибанова Н.И., Зансохова Л.Г., Жданова С.А., Корженевского А.Г., Крылова В.Н., Михайлова Н.Н., Меркулова А.А., Пелых Н.М., Слиозберга Р.А., Сургучева М.Л., Усачева П.М., Чельшева В.П., Челоянца Д.К.

До настоящего времени сведений о реализации технологических решений, сочетающих в себе двойное назначение стволов для управляемого комбинированного воздействия на пласт и, одновременно, отбора продукции, не существует. При этом, как показывает практика, неконтролируемое и необратимое повреждение стимулируемого пласта вблизи источника воздействия часто препятствует обратному притоку флюида к забою скважины. Поэтому существует потребность в разработке комбинированных методов интенсификации добычи высоковязкой и сверхвязкой нефти, целенаправленно сочетающих преимущества скважин сложной геометрии с периодическим воздействием на пласт и одновременной добычей.

Цель диссертационной работы – интенсификация добычи высоковязкой нефти на основе метода комбинированного термобарического воздействия на пласт в скважине с дуальной системой стволов.

Основные задачи исследования

1. Определить основные параметры, влияющие на изменение проводящей способности пласта и реологическую характеристику пластовой нефти в зоне термобарического воздействия.

2. Обосновать параметры интенсивного периодического термобарического воздействия на пласт и добычу нефти за пределами зоны повреждения породы от газодинамического воздействия в скважине с дуальной системой стволов.

3. Установить влияние параметров пласта, комбинированного газодинамического и теплового воздействия на повышение производительности скважины и увеличение добычи высоковязкой нефти.

4. Разработать методику выбора потенциальных объектов для строительства и эксплуатации скважины с дуальной системой стволов и интенсивного термобарического воздействия на месторождениях реологически сложной нефти.

Объектом исследования является сегмент залежи высоковязкой нефти между забоями скважины с дуальной системой стволов.

Предметом исследования являются параметры интенсивного комбинированного газодинамического и теплового воздействия на продуктивный пласт в скважине с дуальной системой стволов.

Научная новизна работы

1. Выявлен комплекс параметров (температура, исходная вязкость нефти, граничные градиенты давления, длина и ширина искусственной трещины, проницаемость), изменение которых при термобарическом воздействии оказывает значимое влияние на проводящую способность пласта и реологические характеристики нефти.

2. Доказано, что дебит нефти и коэффициент продуктивности зависят от проведения периодического термобарического воздействия на залежь ВВН при эксплуатации скважины с дуальной системой стволов, в частности, увеличиваются в $2,5 \div 3,5$ раза при прогреве до эффективной температуры.

3. Установлено на основе экспериментальных исследований влияние температурного режима, реологических свойств нефти, размеров теплопроводящей искусственной трещины на увеличение дебита высоковязкой нефти.

4. Разработана методика выбора потенциальных объектов для строительства и эксплуатации скважины с дуальной системой стволов на основе комплексного геомеханического, численного и теплофизического моделирования, позволяющая определять межзабойное расстояние, параметры трещинообразования и теплового воздействия, потенциал добычи нефти.

Теоретическая значимость работы

1. Установлено влияние температуры на изменение фазовой проницаемо-

сти, реологической характеристики и дебита пластовой нефти в зоне термобарического воздействия на основе моделирования стационарного нелинейно вязкопластичного притока жидкости к скважине.

2. Выявлена зависимость размеров искусственной теплопроводящей трещины от мощности пласта, подвергаемого газодинамическому разрыву.

3. Доказано влияние комплекса параметров комбинированного газодинамического и теплового воздействия на глубину прогрева, степень охвата пласта тепловым воздействием, величину коэффициента вытеснения нефти, взаимное расположение забоев, дебит нефти и производительность скважины с дуальной системой стволов.

Практическая значимость работы

1. Применение комбинированного термобарического воздействия с размещением оборудования по предложенному варианту в скважине с дуальной системой стволов позволяет повысить эффективность разработки месторождений высоковязкой нефти за счет интенсификации добычи.

2. Разработанная трёхмерная модель объекта с заданной неоднородностью по проницаемости, геометрией трещины и интенсивностью прогрева позволяет обосновать величину расстояния между забоями прогревающего и добывающего стволов скважины.

3. Созданная методика при проектировании разработки месторождения ВВН даёт возможность своевременно скорректировать выбор объекта комбинированного газодинамического и теплового воздействия.

Методология и методы исследования

Поставленные задачи решались посредством сбора и систематизации геолого-промыслового материала; анализа отечественного и зарубежного опыта теплового и термобарического воздействия на пласт; решения фильтрационной задачи в одномерном приближении; построения трёхмерной модели теплового воздействия на залежь высоковязкой нефти; проведения вычислительных и лабораторных экспериментов для условий реального промыслового объекта.

Положения, выносимые на защиту

1. Интенсивное термобарическое воздействие на залежи ВВН в скважине с дуальной системой стволов изменяет фильтрационную способность пласта и влияет на реологическую характеристику нефти при варьировании параметров температуры, вязкости, граничных градиентов давления, длины и ширины искусственной трещины и проницаемости.

2. Эффективность разработки месторождений ВВН и интенсификация добычи высоковязкой нефти зависят от условий применения газодинамического разрыва пласта и последующего его прогрева от подземного парогазового источника в скважине с дуальной системой стволов и основаны на повышении подвижности флюида в пласте, снижении граничных градиентов давления и вязкости реологически сложной нефти.

3. Параметры искусственной проводящей трещины, теплового воздействия от подземного источника, значения межзабойного расстояния и потенциала дебита нефти являются определяющими в методике выбора пласта - кандидата для строительства и эксплуатации скважины с дуальной системой стволов.

Личный вклад автора состоит в постановке и реализации задач исследования; проведении экспериментальных исследований и имитационного моделирования; формулировании положений научной новизны, теоретической и практической значимости; анализе, обработке, обобщении и внедрении результатов исследования.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность научных положений, выводов и результатов диссертационной работы подтверждается теоретическими и экспериментальными исследованиями, в ходе которых задавались условия, соответствующие объекту исследования, использовалось современное стандартизированное оборудование, прошедшее поверку и калибровку. Подготовка кернового материала и фильтрационные исследования выполнены в соответствии с нормативными документами по стандартизации и ГОСТ. Результаты лабораторных исследований подтверждаются удовлетворительной корреляцией с данными экспериментов, выполненных с применением общепризнанных универсальных методов, и результатами численного моделирования в сертифицированном симуляторе Schlumberger. Результаты исследования не противоречат информации, опубликованной специалистами по данной тематике.

Основные положения диссертационной работы доложены и обсуждены на: Всероссийской конференции – конкурсе студентов выпускного курса 2015, 2017 гг. (Национальный минерально–сырьевой университет «Горный», г. Санкт-Петербург); Международной научно–практической конференции «Ашировские чтения» в секции «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», г. Туапсе, 2015, 2019 гг.; Сибирской академической неделе в рамках первого Международного форума ресурсоэффективности, г. Томск, 2016 г.; Всероссийской научно–технической конференции «Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов», г. Ухта, 2016 г.; Всероссийском инженерном конкурсе

студентов и аспирантов, г. Санкт–Петербург, 2016 г.; XXI Международном научном симпозиуме студентов и молодых учёных имени академика Усова М.А. «Проблемы геологии и освоения недр», г. Томск, 2017 г.; The Second International Conference on Energy Engineering and Environmental Protection, November, 2017 in Sanya, China; 1st Conference of the Arabian Journal of Geoscience (CAJG), Springer, part of Springer Nature, Hammamet, Tunisia on November 2018; IX Международной Сибирской конференции молодых учёных по наукам о Земле, г. Новосибирск, ноябрь 2018 г.

Практические результаты диссертационного исследования представлены в акте АО «Самаранефтегаз» № СНС 01/2-785, 31.08.2020 г.; справке об использовании результатов научных разработок соискателя ученой степени в АО «Гипровостокнефть» №23/Т-21-247, 9.11.2021 г.

Публикации

По теме диссертации опубликовано 20 научных работ, в том числе 8 статей в изданиях, входящих в Перечень ВАК при Минобрнауки России, 2 статьи в изданиях, индексируемых Scopus, и 2 статьи в изданиях, индексируемых Web of Science. Часть материалов диссертации опубликована в научной коллективной монографии. При выполнении исследований получено 2 патента на изобретения РФ (способ разработки и способ контроля разработки месторождений ВВН).

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Область исследования соответствует паспорту специальности 2.8.4. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, в частности, пункту 2 – «Геолого-физические, геомеханические, физико-химические, тепломассообменные и биохимические процессы, протекающие в естественных и искусственных пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр и подземном хранении жидких и газообразных углеводородов и водорода известными и создаваемыми вновь технологиями и техническими средствами для развития научных основ создания эффективных систем разработки и эксплуатации месторождений и подземных хранилищ жидких и газообразных углеводородов и водорода, захоронения кислых газов, включая диоксид углерода»; пункту 3 – «Научные основы технологии воздействия на межскважинное и околоскважинное пространство и управление притоком пластовых флюидов к скважинам различных конструкций с целью повышения степени извлечения из недр и интенсификации добычи жидких и газообразных углеводородов», а также отвечает требованиям, предъявляемым Положением ВАК к кандидатским диссертациям.

Структура и объём работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырёх разделов, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 214 наименований. Материал диссертации изложен на 229 страницах, включает 33 таблицы и 70 рисунков.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований в рамках научного проекта № 19-35-90068 «Аспиранты».

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во **введении** приводится общая характеристика работы, обосновывается её актуальность, определяются цель, задачи, излагаются научная новизна, защищаемые научные положения, теоретическая и практическая значимость.

В первой главе проведён анализ и обобщены сведения о существующих современных методах системного воздействия на залежи высоковязкой нефти и применяемых технико-технологических решениях.

В настоящей работе высоковязкая нефть рассматривается как составная часть объекта исследования - системы пласт-скважина и характеризуется набором следующих определяющих признаков: вязкость свыше 30 мПа·с; концентрация асфальтенов свыше 1%; течение в пористой среде неньютоновское с преобладанием вязко-пластичной компоненты.

С учётом общности сложившихся подходов к разработке и представлений о механизме процессов фильтрации сопоставлялись методы и технологии воздействия на залежи высоковязкой, сверхвязкой и тяжёлой нефти.

По мере освоения подобных залежей наметилась тенденция перехода от использования теплового и физико-химического воздействия на пласт как независимых методов к их совместному использованию с горизонтальными скважинами. Вместе с тем возможность применения собственно тепловых методов и масштабы воздействия ограничиваются глубиной залегания и толщиной продуктивных пластов, конструкцией, пространственным профилированием и стоимостью сооружения горных выработок. Универсальное сочетание технологий вскрытия пласта и тепловых методов воздействия отсутствует. Известным преимуществом обладает воздействие теплом непосредственно в пласте или в призабойной зоне добывающих скважин. Оно позволяет снизить непроизводительные потери тепловой энергии, нагрузку на окружающую среду и увеличить охват пласта прогревом.

Как вариант, посредством скважинных парогазогенераторных устройств реализуется периодическое внутрипластовое высокотемпературное воздействие с глубоким радиальным прогревом нефтенасыщенных пород.

С целью восстановления гидродинамической связи скважины с пластом, образования сетки трещин в призабойной зоне и увеличения проницаемости применяются методы с высокой энергией и температурой воздействия. Наиболее часто используются импульсные технологии газодинамического воздействия на нефтяной пласт. Главное их достоинство - использование химической, тепловой и кинетической энергии в целях стимулирования притока нефти.

Для реализации импульсных технологий применяются газогенерирующие устройства, использующие высокоэнергетические конденсированные системы (ВЭКС) и жидкие горюче-окислительные составы (ГОС). Техническое оснащение работ по вскрытию пласта предусматривает использование забойных источников – генераторов на твёрдом, пороховом, жидком топливе.

Общим недостатком технологии газодинамического разрыва пласта, основанного на импульсных методах термобарического воздействия, является жидкофазное спекание нефти в результате перегрева, изменение структуры порового пространства со снижением фильтрационных параметров вследствие механического уплотнения пород на контакте с поверхностью искусственно созданных трещин, увеличение скин-фактора трещин, как следствие - низкий приток или отсутствие его после обработки.

Анализ научных публикаций позволяет сделать вывод, что разработка комплексных методов воздействия на залежи высоковязкой нефти, учитывающих сложную геометрию скважины для одновременной добычи нефти и периодического воздействия на пласт, на сегодняшний день является актуальной нерешенной научно-исследовательской задачей.

Во **второй главе** представлены типовая конструкция и варианты обустройства скважины с дуальной системой стволов. Выполнена аналитическая и экспериментальная оценка структурно-механических свойств высоковязкой нефти при неизотермической фильтрации и приведены результаты лабораторного измерения коэффициента вытеснения в условиях прогрева пласта с имитацией каналов повышенной проводимости. Скважина с дуальной системой стволов – это технико-технологический комплекс, основой которого является комбинация вертикального и бокового стволов. Вертикальный ствол через забой обеспечивает до-

ступ к пласту для проведения работ по его разуплотнению и периодическому прогреву. Боковой ствол используется для добычи нефти за пределами зоны повреждения породы вследствие её перегрева. Забой бокового ствола может быть оборудован противопесочным фильтром. Пересечение двух фундаментальных принципов взаимодействия скважины с пластом, влияющих друг на друга, но сохраняющих свою природу (дуализм), лежит в основе управления притоком нефти с учётом характеристик пласта и искусственной трещины как неотъемлемых элементов рассматриваемой системы.

Вариант реализации метода интенсивного термобарического воздействия для пласта Б₂ Стреловского месторождения Самарской области, учитывающий использование отечественного оборудования и технологий строительства и заканчивания скважины, представлен на рисунках 1 и 2. Интенсивное газодинамическое воздействие (разрыв) и последующий периодический прогрев пласта осуществляются с помощью высокотемпературных источников, размещаемых на забое вертикального ствола. Для подъёма продукции в скважину спускается малогабаритное глубинно-насосное оборудование, например, с расположением насоса в боковом стволе.



Рисунок 1 – Вариант обустройства скважины с дуальной системой стволов

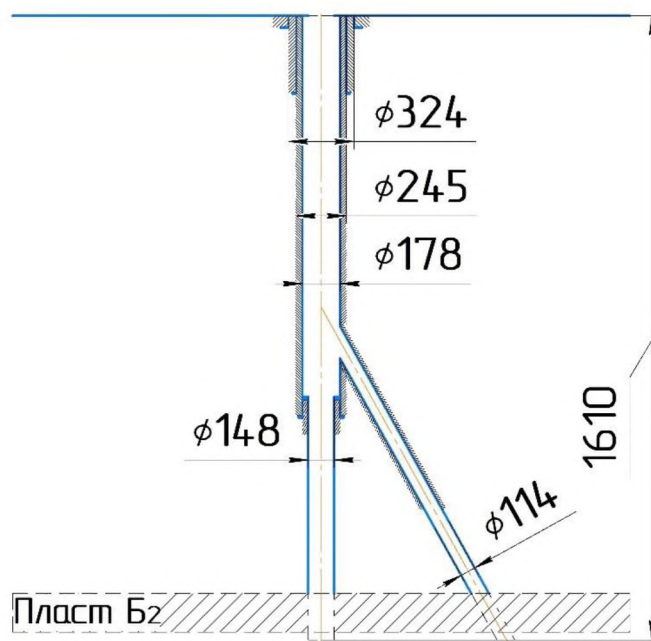


Рисунок 2 – Схема скважины с дуальной системой стволов в условиях Стреловского месторождения

По предлагаемому методу интенсивного термобарического воздействия в скважинах с дуальной системой стволов целесообразно использовать малогабаритные электроцентробежные и винтовые насосы, в частности, установку ЭЦН2/2-А

компании «Новомет». Для создания сетки трещин предложено использовать малогабаритный аппарат комплексного воздействия МКАВ2–43 либо ПГРИ-50К-52. Данное оборудование позволяет совмещать операции по вскрытию пласта и созданию сетки трещин от газодинамического воздействия через колонну НКТ с проходным диаметром 60 мм без подъёма насосного оборудования из бокового ствола.

Рассматриваемый метод термобарического воздействия с использованием в качестве высокоэнергетических источников генератора на твёрдом топливе и, как вариант, забойного парогазогенераторного устройства имеет ряд преимуществ: 1) возможность регулирования глубины воздействия при использовании газогенерирующих устройств без ограничений, связанных с ростом температуры пласта и происходящими в нём изменениями; 2) гибкость проведения работ по интенсивному термобарическому воздействию за счёт уменьшения числа спускоподъёмных операций, взаимозаменяемости энергоносителей, периодичности прогрева пласта; 3) использование комплекса оборудования, без применения механических устройств, предназначенных для удаления из пласта продуктов реакции депрессионным или имплозионным воздействием, а также проведения химической очистки призабойной зоны скважины.

При поддержании необходимого температурного режима основными индикаторами эффективности являются интенсификация добычи нефти и увеличение коэффициента продуктивности скважины. Для достижения эффекта забой бокового ствола должен находиться в пределах зоны прогрева, а конструкция скважины - обеспечивать беспрепятственный спуск оборудования для проведения газодинамического разрыва, дополнительного глубокого радиального прогрева пласта и добычи нефти.

В качестве потенциального объекта периодического термобарического воздействия, реализуемого посредством скважин с дуальной системой стволов, выбран терригенный пласт Б₂ трёх месторождений: Стреловского, Аксёновского и Волгановского. Нефть исследуемых месторождений, вязкость которой составляет от 50 мПа·с до 600 мПа·с, отличается высоким содержанием структурообразующих асфальтеносмолистых компонентов и, по аналогии с некоторыми месторождениями юго-восточного борта Мелекесской впадины, склонна к проявлению нелинейно вязко-пластичных свойств.

С использованием образцов нефти пласта Б₂ исследуемых месторождений проведены экспериментальные исследования влияния температуры на динамическую вязкость μ_n . Измерения проводились на реометре Modular Compact Rheometer

MCR52 (Anton Paar GmbH) при скорости сдвига до 100 с^{-1} . Испытания осуществлялись в диапазоне температур от 28°C до 80°C .

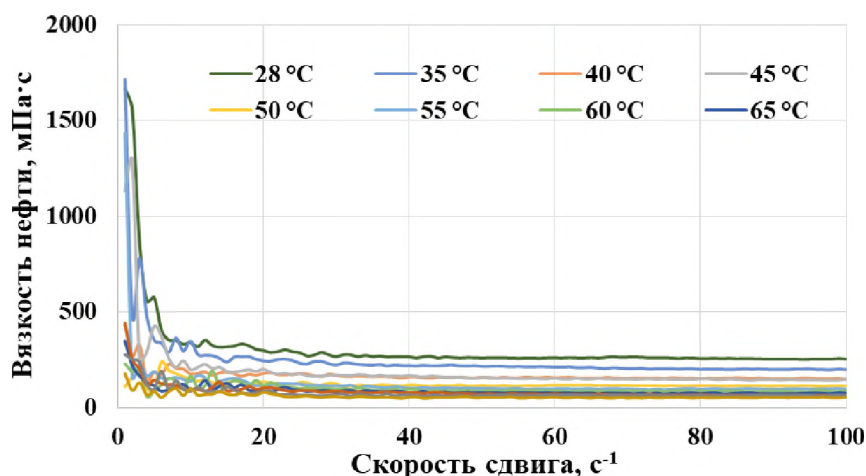


Рисунок 3 – Зависимость вязкости нефти μ_n от скорости сдвига и температуры (пласт Б₂ Аксеновского месторождения)

при температуре 28°C , и области с предельно разрушенной структурой (при температуре 80°C). На рисунке 4 показан полулогарифмический график зависимости

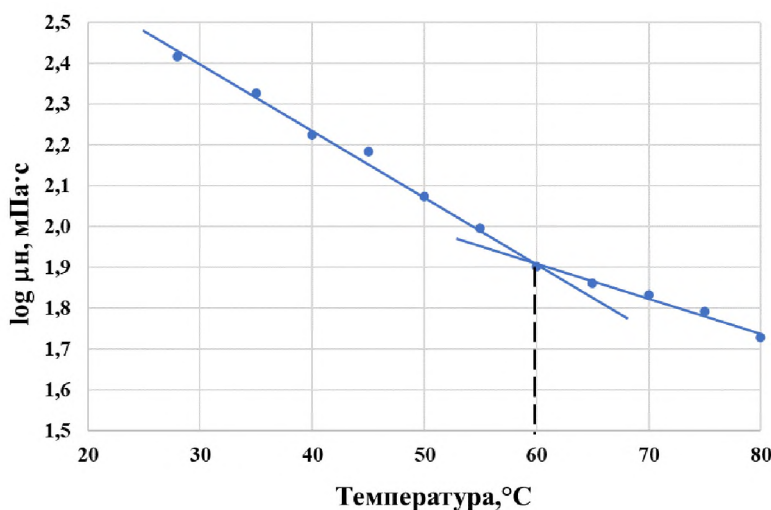


Рисунок 4 – Полулогарифмический график зависимости вязкости μ_n образца исследуемой нефти от температуры (пласт Б₂ Аксеновского месторождения)

На рисунке 3 представлена термограмма вязкости нефти в зависимости от различных температур и изменения скорости сдвига. Экспериментально определены значения вязкости μ_n , соответствующие области наиболее прочной внутренней структуры

вязкости образца исследуемой нефти от температуры. Точка пересечения прямолинейных участков на графике даёт значение температуры $+58^\circ\text{C}$. График построен для скорости сдвига 60 с^{-1} , исключаяющей при замерах ошибку, обусловленную флуктуациями показаний реометра. С помощью подобных построений

В.И. Кудиновым и В.С. Колбиковым предложено определять «эффективную» температуру, то есть такую температуру, при нагреве выше которой вязкость нефти снижается менее интенсивно.

Аналогичные исследования выполнены для всех выбранных образцов нефти в диапазоне скоростей сдвига, превышающих предел чувствительности прибора. По результатам реологических исследований нефти установлено, что

эффективная температура прогрева пласта Б₂ исследуемых месторождений, а также содержащегося в нём флюида лежит в диапазоне от +50 °С до +60 °С.

Терригенные пласты северной группы месторождений Самарской области и приграничных территорий Республики Татарстан по ряду критериев можно считать аналогами. Структурно–механические свойства высоковязкой нефти могут быть определены аналитическим способом по методике, разработанной коллективом специалистов под руководством В.В. Девликамова. Это подтверждено экспериментальными исследованиями зависимости скорости фильтрации от градиента давления, выполненными авторами целого ряда опубликованных работ. Для пласта Б₂ Стреловского месторождения исследования включали определение градиента динамического давления сдвига (H_d) и градиента давления предельного разрушения (H_m) пространственной структуры.

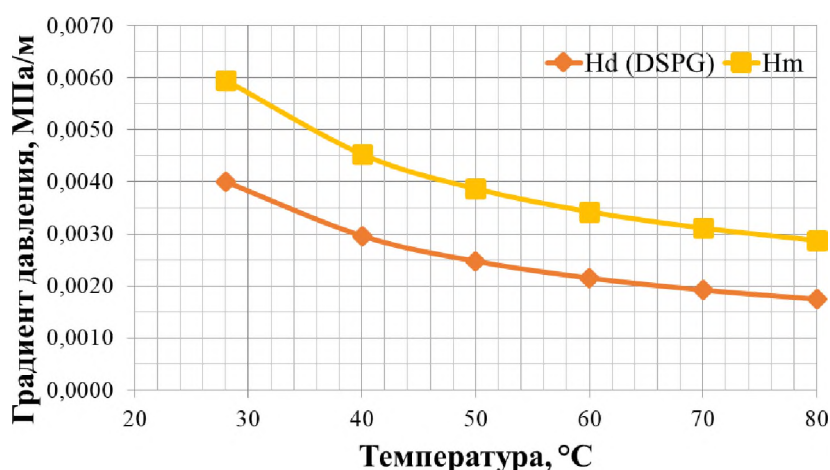


Рисунок 5 – Зависимость граничных градиентов давления от температуры пласта Б₂ Стреловского месторождения

Зависимость параметров определена для диапазона температур от 28 °С до 80 °С (рисунок 5). Выполненная оценка всех исследуемых объектов показала, что значения граничных градиентов давления с ростом температуры от начальной пластовой до 80 °С существенно уменьшаются.

На установке для исследования проницаемости

керн и насыпных моделей ПИК-ОФП-1-40-АР/РР компании «ГеоЛогика» проведён фильтрационный эксперимент, в ходе которого при прогреве образцов пород до эффективной температуры получено увеличение коэффициента вытеснения нефти водой с 0,12 д.ед. до 0,31 д.ед. по сравнению с начальными пластовыми условиями. Подготовка образцов керна и модельных жидкостей к измерению, а также собственно измерения осуществлялись в соответствии с ГОСТ 26450.0, ГОСТ 26450.1, ОСТ 39-195-86, а также М 01.00241-2013/31-325-2018 (ООО «ТННЦ»). Установлено, что, прогрев по системе каналов повышенной проводимости позволяет существенно увеличить фазовую проницаемость для нефти (рисунок 6), но влечёт за собой уменьшение коэффициента вытеснения до 0,17 д.ед. из-за роста подвижности прокачиваемой воды.

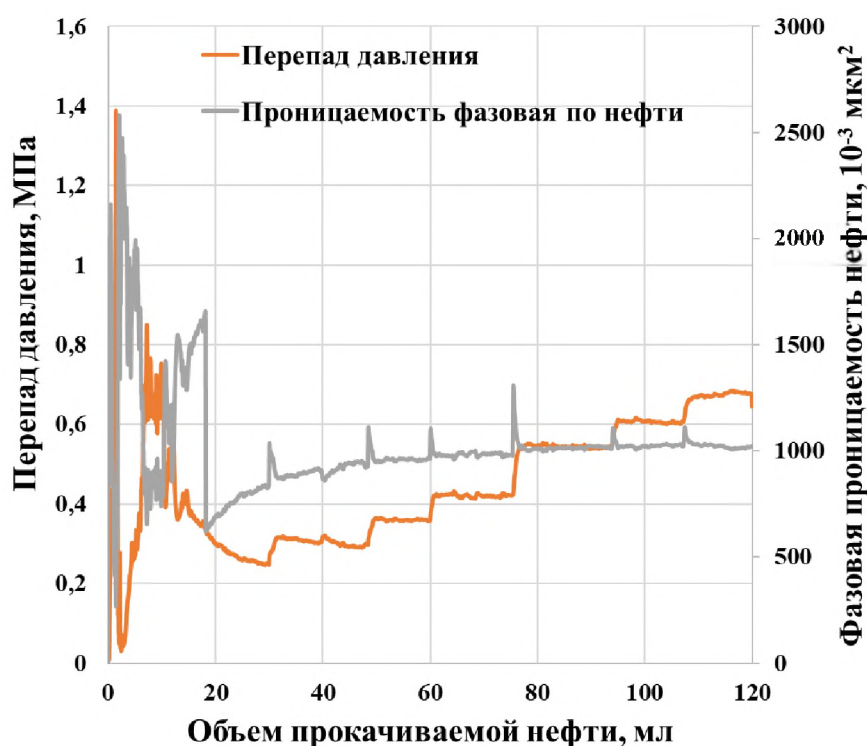


Рисунок 6 – Зависимость фазовой проницаемости нефти и перепада давления от объема прокачиваемой нефти при оптимальной температуре прогрева пласта

Исходя из результатов фильтрационного эксперимента необходимо отметить следующее. Газовая смесь, служащая агентом-теплоносителем при ГДРП, потенциально увеличивает коэффициент охвата пласта тепловым воздействием без потерь, обусловленных прорывом воды. Но при этом для интенсивного термобарического воздействия следует выбирать месторождения, находящиеся на

ранней стадии разработки, или участки пласта с низкой обводнённостью и, соответственно, нефтенасыщенностью, близкой к начальной. Использование скважины с дуальной системой стволов позволяет осуществлять отбор разогретой продукции вне зоны наибольшей концентрации трещин.

Таким образом, для оценки производительности скважины с дуальной системой стволов и выбора параметров воздействия по разработанному методу целесообразно использовать аналитическую модель стационарной фильтрации нелинейно вязко-пластичной нефти с двумя граничными градиентами давления.

В **третьей главе** приводится теоретическое обоснование параметров метода интенсивного термобарического воздействия на пласт в скважине с дуальной системы стволов. Определены глубина прогрева пласта через вертикальный ствол при газодинамическом воздействии, необходимая степень прогрева, обусловленная влиянием температуры на производительность скважины, а также размеры трещины ГДРП и тепловая эффективность метода.

В работе выполнена оценка прогрева пласта от ГДРП при использовании экспресс-методики, основанной на модифицированном способе Ловерье, позволяю-

щем теоретически определять координату температурного фронта в случае закачки в скважину теплоносителя, и уравнения скорости ударной волны, представленной в виде функции давления и плотности нефти.

Результаты определения радиусов прогрева для объектов исследования приведены в таблице 1.

Таблица 1. – Результаты определения радиуса прогрева пласта - объекта воздействия

Месторождение / параметр	Площадь фильтрации, м ²	Скорость ударной волны, м/с	Эквивалентный параметр закачки, м ³ /с	Радиус прогрева (м) при коэффициенте охвата			
				0,1	0,3	0,7	1,0
Стреловское	0,11	408	10,8	12,98	7,50	4,90	4,10
Аксёновское							
Балтийский купол	0,08	411	8,0	13,30	7,67	5,00	4,20
Аксёновско-Мазуровский купол	0,10	413	11,1	13,60	7,85	5,14	4,30
Восточно-Мазуровский купол	0,02	413	1,2	12,50	7,22	4,70	3,95
Волгановское	0,05	399	5,2	13,60	7,86	5,15	4,30

Блок схема экспресс-методики определения глубины прогрева пласта представлена на рисунке 7. В уравнение расчёта радиуса прогрева вместо показателя q вводится эквивалентный параметр, значение которого определено в зависимости от скорости ударной волны, создаваемой импульсом давления в технологии ГДРП.

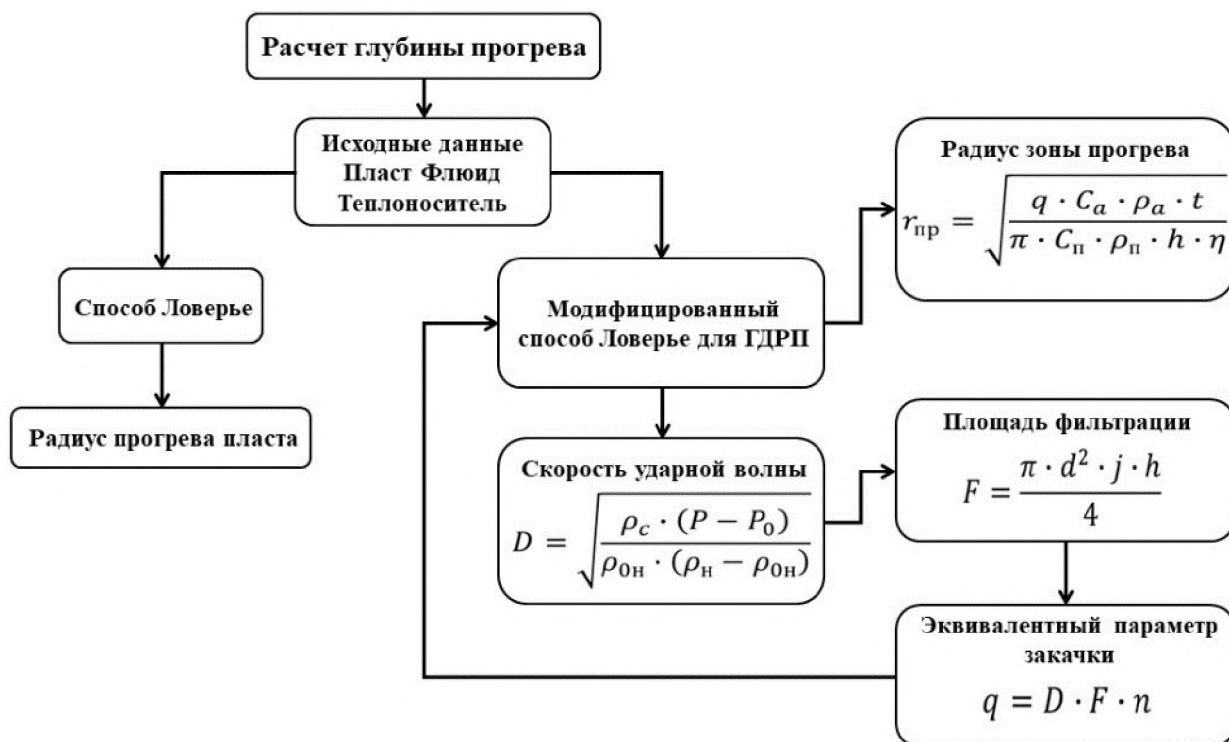


Рисунок 7 – Экспресс методика определения глубины прогрева пласта

Повышение температуры пласта Б₂ исследуемых месторождений в результате газодинамического воздействия прогнозируется на расстоянии, не превышающем 13,6 м от забоя вертикального ствола. При газодинамическом разрыве породы выполняется основное условие по образованию дополнительной сетки трещин, но без принудительной дополнительной генерации тепла ГДРП недостаточен для существенного прогрева пласта в целом.

В работе представлены результаты исследования влияния температуры на производительность скважины с дуальной системой стволов, для чего определены парные значения «дебит – депрессия» и построены индикаторные диаграммы для условий пласта Б₂ Волгановского, Стреловского и Аксёновского месторождений. Для определения параметров использовалась аналитическая модель стационарного радиального притока нелинейно вязко-пластичной нефти к центральной точке отбора, учитывающая влияние температуры на вязкость и реологическую характеристику пластовой нефти. Результаты зависимости дебитов и депрессий при различных температурных условиях для Стреловского месторождения, выбранного в качестве примера, представлены на рисунке 8.

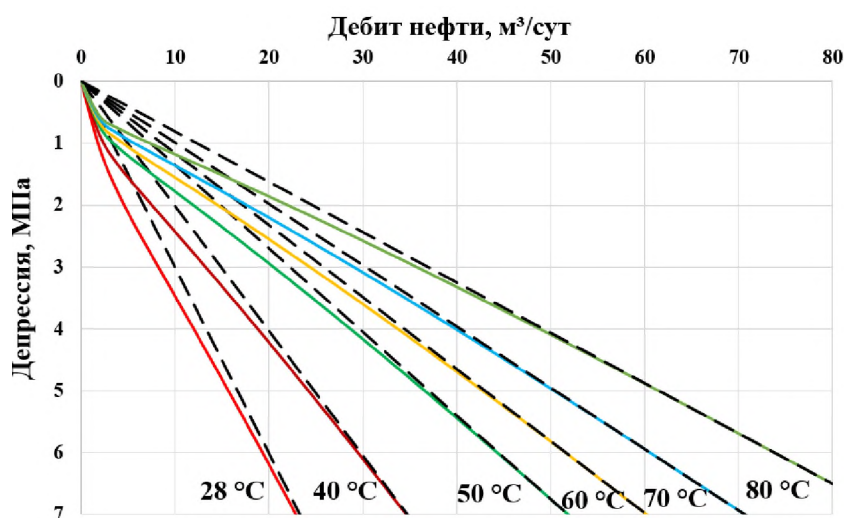


Рисунок 8 – Зависимость дебита нефти от депрессии для условий Стреловского месторождения

На рисунке 8 пунктирной линией показано изменение дебита нефти от депрессии при условии фильтрации ньютоновской нефти, сплошной – фильтрация нефти, проявляющей нелинейно вязко-пластичные свойства. Как видно из рисунка, для нефти при пластовой температуре +28 °C характерно проявление нелинейно вязко-пластичных свойств до депрессии в 7 МПа. Далее, с увеличением температуры прогрева, эти свойства начинают ослабевать.

Эффективным является повышение температуры пласта в зоне отбора продукции до +50 °C, а по некоторым объектам – до +60 °C. Ожидаемые дебиты и депрессии представлены в таблице 2. Дальнейший прогрев пласта не приводит к существенному снижению вязкости нефти и увеличивает энерго и -ресурсозатраты.

Таблица 2 – Зависимость дебитов и депрессий для различных температурных условий

Месторождение / параметр	Депрессия, МПа	Т _{пласта} начальная / эффективная, °С	Дебит при начальной Т _{пласта} , м ³ /сут	Дебит при эффективной Т _{пласта} , м ³ /сут
Стреловское	7	28/50	23	52
Аксёновское				
Балтийский купол	6	28/50	31	67
Аксёновско-Мазуровский купол	2	29/60	28	96
Восточно-Мазуровский купол	6	29/50	5	11
Волгановское	3	33/60	21	70

Как видно из таблицы 2, по всем объектам характерно увеличение дебита нефти в 2,5-3,5 раза при увеличении температуры от пластовой до эффективной.

Для оценки размеров зоны разуплотнения пород в результате интенсивного газодинамического воздействия использована геомеханическая KGD–подобная модель развития трещины в нефтенасыщенном пласте (KGD - модель Христиановича - Гиртсма-де Клерка).

Максимальное раскрытие вертикальной остаточной трещины, или её ширины вблизи скважины, определялось известной зависимостью:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - \nu_2^2) \left(1 - \frac{E_1}{E_2}\right) \cdot P \cdot l_2}{\pi \cdot E_2} \cdot 2 \cos 2 \theta_0 \cdot \ln \frac{1 + tg \theta_0}{1 - tg \theta_0}, \quad (1)$$

где $\theta_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{бок}}}{P}\right) \cdot \frac{1}{1 - E_1/E_2}$ – эквивалентный параметр объема трещины; P – давление, создаваемое генератором, Па; E_1 и E_2 – модули Юнга породы до и после воздействия соответственно, Па; ν – коэффициент Пуассона породы, l_2 – длины остаточной трещины.

Ширина остаточной трещины на некотором расстоянии от стенки скважины определялась из соотношения:

$$W(x) = \frac{(\chi_1 + 1) \cdot (\xi_2 - 1) \cdot P \cdot l_2}{2\pi \cdot \mu_2} \cdot \left[\cos 2 \theta \cdot \ln \frac{\sin 2(\theta + \theta_0)}{\sin 2(\theta - \theta_0)} + \cos 2 \theta_0 \cdot \ln \frac{tg(\theta + \theta_0)}{tg(\theta - \theta_0)} \right], \quad (2)$$

где $\theta = \frac{1}{2} \arccos \frac{x}{l_2}$ – эквивалентный параметр объема трещины; $\xi_2 = \frac{\mu_2 \cdot \chi_1}{\mu_1 \cdot \chi_2}$;

$\chi_1 = 3 - 4 \cdot \nu_1$; $\chi_2 = 3 - 4 \cdot \nu_2$; $\mu_1 = \frac{E_1}{2 \cdot (1 - \nu_1)}$; $\mu_2 = \frac{E_2}{2 \cdot (1 - \nu_2)}$ – вспомогательные коэффициенты.

Отношение длины остаточной трещины l_2 к длине первоначальной трещины l_1 определялось по формуле 3:

$$\frac{l_2}{l_1} = \frac{\sin\left(\frac{\pi \cdot P_{\text{бок}}}{2 \cdot P}\right)}{\sin\left(\frac{\pi \cdot P_{\text{бок}}}{2 \cdot P \cdot \left(1 - \frac{E_1}{E_2}\right)}\right)}, \quad (3)$$

где $P_{бок}$ – боковое (горизонтальное) горное давление, Па; P – давление, создаваемое генератором, Па; E_1 и E_2 – модули Юнга породы до и после воздействия соответственно, Па; ν_1 и ν_2 – коэффициент Пуассона породы до и после воздействия.

Полученные результаты выражены функциональной зависимостью длины (l) и ширины (δ) трещины от толщины (x) обрабатываемого продуктивного пласта:

$$l(x) = n \cdot x^{-0,496}, \quad (4)$$

$$\delta(x) = n \cdot x^{-0,496}, \quad (5)$$

где n – числовой коэффициент, значение которого зависит от интенсивности обработки.

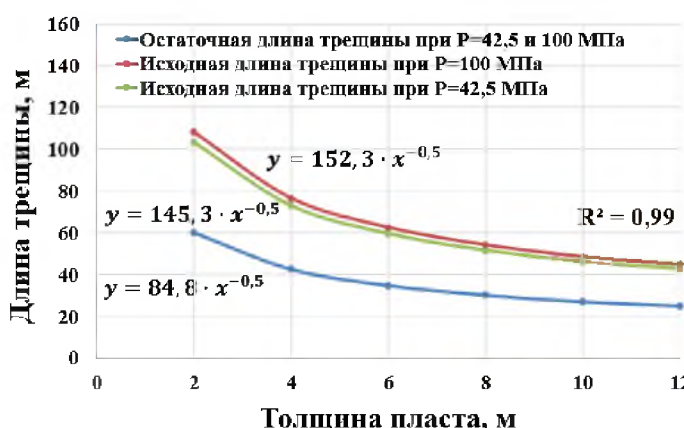


Рисунок 9 – Зависимость длины трещины ГДРП от толщины пласта и давления воздействия

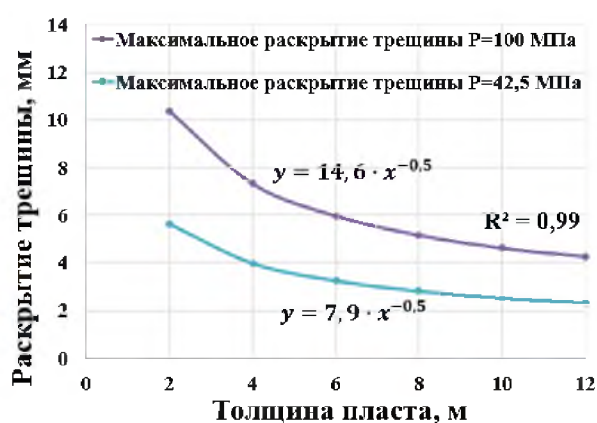


Рисунок 10 – Зависимость раскрытия трещины ГДРП от толщины пласта и давления воздействия

Влияние толщины пласта и режима воздействия на размеры создаваемой трещины показано на рисунках 9-10. Чем больше толщина обрабатываемого интервала (пласта), тем, при одинаковой интенсивности воздействия, меньше длина и ширина образующейся трещины. Так, с увеличением толщины пласта от 2 м до 12 м при рабочем давлении 42,5 МПа, остаточная длина образующейся трещины снижается с 60,3 м до 24,9 м, при этом ширина остаточной трещины снижается с 5,6 мм до 2,3 мм соответственно. Однако следует отметить, что при одинаковой толщине пласта ширина трещины зависит от давления, создаваемого газогенерирующим устройством, в гораздо большей степени, чем длина. Чем меньше давление газообразных продуктов сгорания твердотопливного заряда, тем меньше ширина созданного канала, тогда как остаточная длина трещины приблизительно одинакова. В работе показано, что от размеров зоны разуплотнения зависят радиус прогрева и координата забоя бокового ствола, так как искусственные и расширяемые природные

трещины служат активными проводниками тепла. Таким образом, толщина продуктивного пласта является одним из ключевых параметров, влияющих на успешность выбора участка воздействия.

В процессе исследования решена локальная задача по определению направления развития трещины ГДРП с учётом напряжённо-деформируемого состояния горных пород. Полученное решение служит основой для выбора ориентации бокового ствола скважины.

В работе выполнено теплофизическое исследование оценки тепловой эффективности процесса для условий пласта Б₂ Стреловского месторождения в предположении, что потенциальным источником воздействия является подземный парогазогенератор на монотопливе (рисунок 11).

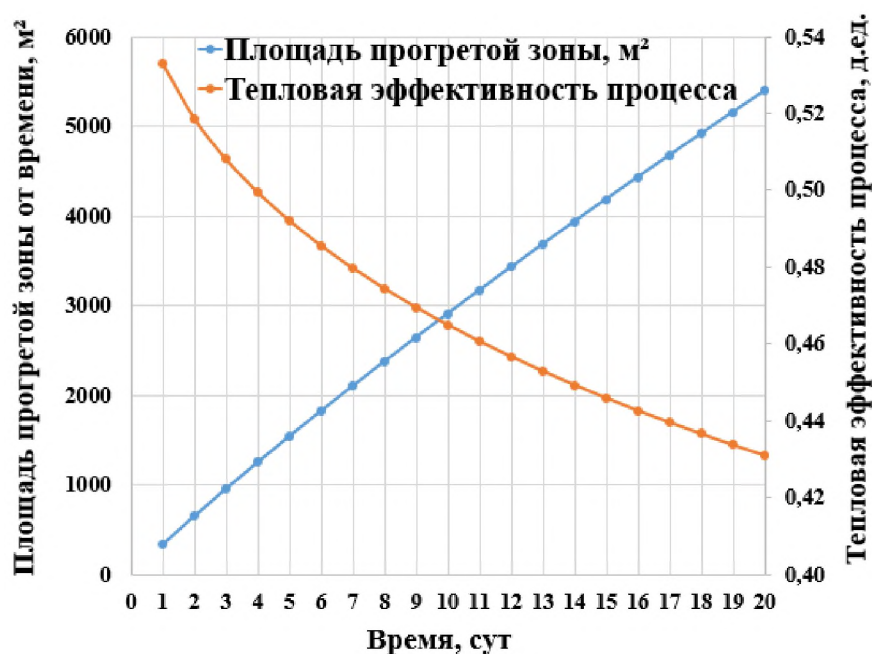


Рисунок 11 – График зависимости площади прогретой зоны и тепловой эффективности процесса от времени прогрева пласта

Установлено, что при эффективной температуре прогрева пласта, равной $+50^{\circ}\text{C}$, проектное расстояние между забоями вертикального (прогревающего) и бокового (добывающего) стволов должно находиться в пределах от 70 м до 80 м.

Таким образом, при подрыве и горении пороховых зарядов в призабойном участке вертикального ствола создается проточная трещина с протяжённостью, достаточной для последующего охвата глубоким тепловым воздействием призабойного участка бокового ствола скважины с дуальной системой стволов и отбора нефти за пределами зоны повреждения породы.

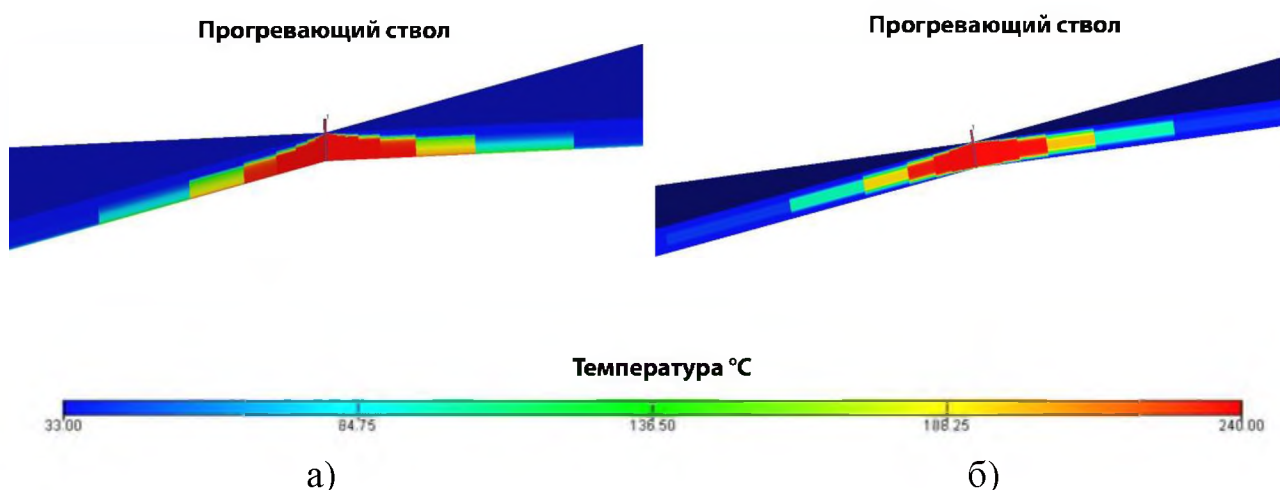
В **четвертой главе** представлены результаты численного моделирования распространения теплового поля от внутрискважинного источника, параметры выбора пилотного участка и дана экономическая оценка эффективности разработанного метода в сравнении с традиционной двустволенной скважиной.

Для определения эффективного радиуса прогрева пласта от термобарического воздействия с учётом трещинообразования использовалась численная модель процесса формирования теплового фронта, заложенная в гидродинамическом симуляторе Eclipse 200 компании Schlumberger. В результате моделирования получено распределение теплового поля с учётом вариации проницаемости, а также образования сетки трещин по технологии ГДРП для объекта исследования с обобщёнными свойствами пласта Б₂. В первом, базовом, варианте проведена оценка только теплового воздействия без образования трещин, во втором – после комбинированного теплового и газодинамического воздействия в продуктивном пласте с учётом сетки трещин с повышенной проницаемостью. Следует отметить, что если базовый вариант включал в себя модель изотропного пласта по проницаемости без образования сетки трещин от технологии ГДРП, то во втором, помимо создания сетки трещин от ГДРП, рассмотрены: а) изотропный пласт; б) пласт с анизотропией равной 0,1; в) неоднородный пласт (варианты 1-3).

Результаты численного моделирования прогрева пласта представлены на рисунках 12а-б и в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты численного моделирования

Параметр / вариант расчета	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Базовый
Наличие трещины ГДРП	да	да	да	нет
Средняя проницаемость, мкм ²	1,0			
Распределение проницаемости в объеме	const	DZ=0,1	Нормальный закон	const
Объем закачки, м ³	3338,0	3353,0	3358,0	3289,0
Температура закачки, °С	240,0			
Средняя температура прогрева, °С				
при r ₁ =52,5 м	135,0	140,0	130,0	42,0
при r ₂ =87,3 м	64,5	65,0	63,7	-
при r ₃ =145 м	36,5	36,0	37,0	-



а)

б)

Рисунок 12 – Модель прогрева пласта:
а – базовый вариант; б – вариант с неоднородным пластом

В результате исследования теплового поля определено проектное расстояние между забоями вертикального и бокового стволов скважины в предположении, что источником трещинообразования является генератор на твёрдом топливе, а источником теплового воздействия - подземный парогенератор на монотопливе, размещённый на забое вертикального ствола. При эффективной температуре прогрева пласта, равной $+50^{\circ}\text{C}$, располагать забой бокового ствола целесообразно на удалении от 90 м до 100 м от вертикального. Эффект естественной анизотропии пласта Б₂ по проницаемости практически не сказывается на расчётной величине радиуса прогрева.

Продуктивные пласты, предназначенные для осуществления комбинированного теплового и импульсного динамического воздействия с применением скважин с дуальной системой стволов, должны удовлетворять ряду требований. Наиболее важные параметры выбора участка воздействия представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Параметры выбора пласта - кандидата для опытно-промышленных работ

Параметр	Значение
Глубина залегания пласта	от 1000 м до 2000 м
Тип коллектора	терригенный
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	3 м и более
Вязкость нефти	от 30 мПа·с и выше
Проницаемость	от 0,25 мкм ² до 3,00 мкм ²
Дополнительные критерии	Отсутствие подошвенной и закачиваемой воды; Толщина глинистых перемычек в кровле и подошве пласта не менее 5 м

Таким образом, в результате численного моделирования распределения температуры в терригенном пласте определено необходимое расстояние между забоями вертикального и бокового стволов на участке, подобранном по совокупности параметров, таких как глубина залегания, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, вязкость нефти, проницаемость породы, толщина глинистых перемычек, активность подошвенных и закачиваемых вод, а также расстояние до ближайшего водоносного горизонта, начальное и текущее пластовые давления, история эксплуатации. Расчёт ключевых показателей эффективности мероприятия на продуктивный пласт Б₂ Стреловского месторождения Самарской области свидетельствуют о том, что рассматриваемое мероприятие является экономически эффективным.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Доказано, что при разогреве пласта до эффективной температуры ($+50...+60^{\circ}\text{C}$) в зоне термобарического воздействия дебит и коэффициент продуктивности достигают наибольших значений в результате ослабления структурно-механи-

ческих свойств нефти и установленного закономерного снижения вязкости и граничных градиентов давления; протяжённость искусственной трещины, служащей для подвода тепла и образующейся при подрыве и горении пороховых зарядов, достаточна для разогрева пласта до эффективной температуры за пределами зоны повреждения породы вблизи высокотемпературного забойного источника.

2. Разработанный для терригенного пласта Б₂ месторождений Самарской области вариант эксплуатации скважины с дуальной системой стволов предусматривает нагнетание парогазовой смеси, не исключая термохимической обработки пласта. В данном случае проектное расстояние между забоями вертикального и бокового стволов зависит от размеров трещины, функционально связано с толщиной пласта и давлением воздействия.

3. Установлено, что проектное расстояние между забоями вертикального и бокового стволов в пласте с трещиной ГДРП, размеры которой определены по KGD-подобной геомеханической модели, при нагнетании парогазовой смеси должно варьировать в пределах от 90 м до 100 м.

4. Разработана методика выбора потенциальных объектов интенсивного термобарического воздействия, включающего проведение газодинамического разрыва пласта и последующий его прогрев от подземного парогазового источника в скважине с дуальной системой стволов, основанная на результатах аналитического, геомеханического, теплофизического и численного моделирования, позволяющая варьировать радиус прогрева и расстояние между забоями стволов, учитывать увеличение подвижности флюида в пласте, снижение граничных градиентов давления, обосновывать повышение коэффициента продуктивности скважины и интенсификацию добычи.

5. Основные результаты диссертационного исследования использованы при проектировании разработки нефтяных месторождений Самарской области, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти, а также в методике выбора потенциальных объектов для строительства и эксплуатации скважины с дуальной системой стволов.

Список основных работ, опубликованных по теме диссертации

Статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России:

1. Астафьев В. И. Прогрев пласта в скважине с дуальной системой стволов и интенсификация добычи высоковязкой нефти / В. И. Астафьев, В. А. Ольховская, С. И. Губанов. – Текст: непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 2. – С. 66–69.
2. Ольховская В. А. Прогнозирование размеров трещины при интенсивном газогидродинамическом воздействии на пласт / В. А. Ольховская, С. И. Губанов. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – № 3. – 2017. – С. 43-45.

3. Губанов С. И. Определение геометрических параметров трещины при высокоэнергетическом импульсном воздействии на пласт / С. И. Губанов, В. И. Астафьев, В. А. Ольховская. – Текст: непосредственный // Инженер-нефтяник. – № 4. – 2019. – С. 27-33.

4. Термогазохимическое воздействие на залежь высоковязкой нефти в скважине с дуальной системой стволов / С. И. Губанов, К. А. Овчинников, В. А. Ольховская, Г. А. Ковалева. – Текст: непосредственный // Технологии нефти и газа. – № 5. – 2020. – С. 41-46.

5. Губанов С. И. Стимуляция скважины с дуальной системой стволов парогазовым воздействием при оптимальной температуре прогрева пласта / С. И. Губанов, В. А. Ольховская, А. М. Силантьева. – Текст: непосредственный // Нефтепромысловое дело. – № 2 (638). – 2022. – С. 22-30. DOI 10.33285/0207-2351-2022-2(638) -22-30.

6. Губанов С. И. Метод оценки остаточных запасов высоковязкой нефти с последующим вовлечением их в разработку скважинами с дуальной системой стволов / С. И. Губанов, В. А. Ольховская, А. М. Силантьева. – Текст: непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – № 5 (377). – 2023. – С. 40-48.

В изданиях, индексируемых в Scopus и Web of Science:

7. Analytical filtration model for nonlinear viscoplastic oil in the theory of oil production stimulation and heating of oil reservoir in a dual-well system / V. I. Astafev, S. I. Gubanov, V. A. Olkhovskaya [et al]. - Text: direct // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – Vol. 121. – 052023. – 2018. – P. 1-10.

8. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production / Ali Imran, S. I. Gubanov, K. A. Ovchinnikov [et al]. - Text: direct // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 194 (107554). – 2020. – P. 1-6.

Монография:

9. Динамика неустойчивых процессов заводнения нефтяных пластов и фильтрация при наличии трещин в поровом объёме / В. И. Астафьев, В. А. Ольховская, А. М. Зиновьев [и др.]. – Самара: АНО «Издательство СНЦ», 2019. – 192 с. – Текст: непосредственный.

Патент РФ:

10. Пат. № 2607486. Российская Федерация, МПК E21B 43/247, E21B 7/04. Способ разработки месторождений высоковязкой нефти с возможностью периодического прогрева пласта: № 2015100443 : заявл. 25.01.2015 : опубл. 10.01.2017 / В. А. Ольховская, А. М. Зиновьев, С. И. Губанов. – 12 с. – Текст: непосредственный.

11. Пат. № 2682830. Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Способ контроля разработки месторождений с оценкой выработки запасов вязкопластичной нефти на стадии обводнения пласта : № 2017137190 : заявл. 23.10.2017 : опубл. 21.03.2019 / Силантьева А. М., Ольховская В. А., Губанов С. И. – 16 с. – Текст: непосредственный.

Подписано в печать 04.04.2024. Формат 60х90 1/16. Печ. л. 1,44.

Тираж 100 экз. Заказ № 2820.

Библиотечно-издательский комплекс
федерального государственного бюджетного образовательного
учреждения высшего образования
«Тюменский индустриальный университет».
625000, Тюмень, ул. Володарского, 38.

Типография библиотечно-издательского комплекса.
625039, Тюмень, ул. Киевская, 52.