

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Самарский государственный технический университет»

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

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
кандидат технических наук, доцент  
Ольховская Валерия Александровна

Самара - 2024

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ СИСТЕМНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	13
1.1 Определяющие признаки высоковязкой нефти .....	13
1.2 Обзор комбинированных технологий теплового воздействия, вскрытия пласта и пространственного профилирования скважин .....	16
1.3 Обзор методов интенсивного термобарического воздействия на пласт и забойных генераторных устройств.....	34
1.3.1 Классификация методов воздействия на прискважинную зону пласта ..	34
1.3.2 Импульсные технологии газодинамического воздействия на нефтяной пласт .....	36
1.3.3 Техника и технологии газодинамического воздействия на прискважинную зону пласта .....	41
1.3.4 Жидкие горюче–окислительные составы для импульсного воздействия на прискважинную зону пласта .....	51
1.4 Обзор опыта применения интенсивного термобарического воздействия на пласт в России и за рубежом.....	58
Выводы к главе 1 .....	61
ГЛАВА 2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ПРОГРЕВА ПЛАСТА В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ.....	64
2.1 Параметры конструкции скважины с дуальной системой стволов и механизм термобарического воздействия на пласт .....	64
2.1.1 Технологии строительства и техника резки второго ствола скважины	68
2.1.2 Подбор малогабаритного эксплуатационного оборудования для бокового ствола скважины с дуальной системой стволов .....	75
2.1.3 Оборудование для технологии газодинамического разрыва пласта .....	81
2.1.4 Типовая конструкция скважины с дуальной системой стволов .....	83

2.2 Характеристика объектов термобарического воздействия (на примере нефтяных месторождений Самарской области).....	94
2.2.1 Геолого–физическая характеристика Волгановского месторождения ...	94
2.2.2 Геолого–физическая характеристика Стреловского месторождения .....	96
2.2.3 Геолого–физическая характеристика Аксёновского месторождения ...	100
2.3 Аналитическая и экспериментальная оценка структурно-механических свойств высоковязкой нефти при неизотермической фильтрации .....	106
2.4 Фильтрационный эксперимент по определению коэффициента вытеснения в условиях прогрева пласта с имитацией каналов повышенной проводимости ....	123
Выводы к главе 2 .....	135
<b>ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ .....</b>	<b>138</b>
3.1 Расчёт глубины прогрева при газодинамическом воздействии на пласт..	138
3.2 Расчёт дебита скважины на основе аналитической модели стационарной фильтрации нелинейно вязко-пластичной нефти .....	143
3.3 Расчёт протяжённости искусственной трещины .....	150
3.3.1 Краткое описание технологии ГДРП.....	150
3.3.2 Физико-математическая модель процессов, происходящих в пласте при ГДРП .....	153
3.3.3 Определение параметров длины и раскрытия остаточной трещины ....	157
3.3.4 Реализация геомеханической модели ГДРП.....	160
3.4 Определение радиуса прогрева пласта и расстояния между забоями вертикального и бокового стволов .....	167
3.4.1 Техника и основы технологии парогазового воздействия.....	167
3.4.2 Обзор отечественного и зарубежного опыта .....	169
3.4.3 Определение радиуса прогрева пласта и расстояния между забоями вертикального и бокового стволов .....	174
Выводы к главе 3 .....	176

ГЛАВА 4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕНСИВНОГО ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ .....	179
4.1 Создание радиальной гидродинамической модели участка воздействия и результаты моделирования .....	179
4.2 Критерии выбора пилотного участка для скважины с дуальной системой стволов и термобарического воздействия на пласт .....	184
4.3 Расчёт экономических показателей мероприятия по периодическому прогреву пласта в скважине с дуальной системой стволов .....	187
4.3.1 Методологическая основа экономического расчёта .....	187
4.3.2 Экономический расчёт .....	192
Выводы к главе 4 .....	197
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	199
СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ .....	201
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	202
ПРИЛОЖЕНИЕ А – Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в АО «Самаранефтегаз» .....	227
ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Справка об использовании результатов научных разработок соискателя ученой степени кандидата технических наук в АО «Гипровостокнефть» .....	229

## ВВЕДЕНИЕ

**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 проницаемости, реологической характеристики и дебита пластовой нефти в зоне термобарического воздействия на основе моделирования стационарного нелинейно вязко-пластичного 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 парагазового 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 межзбойного 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 «Гипрвостокнефть» №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, теплообменные 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».

Автор выражает глубокую признательность д.ф.-м.н. Астафьеву В.И. и к.т.н. Баландину Л.Н за конструктивные замечания, ценные советы и авторитетное мнение, высказанное в ходе дискуссии.

# ГЛАВА 1. АНАЛИТИЧЕСКИЙ ОБЗОР СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И ТЕХНОЛОГИЙ СИСТЕМНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

## 1.1 Определяющие признаки высоковязкой нефти

Высоковязкая, тяжёлая нефть и природные битумы относятся к категории трудноизвлекаемого сырья и от обычной нефти отличаются повышенной вязкостью и многокомпонентным составом. Кроме углеводородов, они содержат в значительных количествах сернистые соединения, смолы, асфальтены, нефтяные кислоты, кондиционные концентрации редких и цветных металлов. Из них можно получать такие необходимые продукты, как сера, сульфоксиды, сульфоны и кокс с высоким содержанием ванадия, непосредственно сам ванадий, никель, нефтяные кислоты, высококачественные смазочные и лакокрасочные материалы, дорожные и строительные битумы, низкотемпературные моторные масла и т.д. При добыче с применением высокотемпературного или ударно-разрывного воздействия на пласт часть ценных компонентов может быть потеряна вследствие необратимых структурных изменений горной породы и извлекаемого сырья.

Из-за того, что тяжёлая высоковязкая нефть и природные битумы близки по составу и имеют много общего в технологических и экономических подходах к их освоению, в мировой литературе нет однозначного толкования таких понятий, как «тяжёлая высоковязкая нефть» и «природный битум». Это затрудняет анализ материалов по нефтяной тематике и проведение дифференциации запасов углеводородного сырья. При описании таких углеводородов необходим дифференциальный подход, учитывающий их подвижность в пластовых условиях.

Термин «битум» происходит от латинского bitumen – горная смола, асфальт. «Природные нефтяные битумы» – полезные ископаемые органического происхождения с первичной углеводородной основой, они

представляют собой естественные производные нефти, залегающие в недрах в твёрдом, вязком и вязко-пластичном состоянии.

В Канаде термином «сырой или неочищенный битум» обозначается природная вязкая смесь, состоящая в основном из углеводородов тяжелее пентана (плотностью 960–1030 кг/м<sup>3</sup>), которые могут содержать соединения серы и включать небольшое количество растворимого метана и примеси сульфидов.

Тяжёлая нефть (heavy oil, heavy crude) часто встречается с битумами. Первая (heavy oil) называется обычно высоковязкой нефтью и представляет собой переходное звено от лёгкой и средней нефти к природному битуму. Залежи этих углеводородов во многих районах мира пространственно совмещены с битумными скоплениями и рассматриваются как генетически единые зоны битумонакопления [1,2].

Вопросу классификации тяжёлых нефтей и природных битумов посвящены работы разных авторов, и, по сути, он является дискуссионным. Строгой границы между высоковязкой нефтью, тяжёлой нефтью и природными битумами не существует. Большинство исследователей при описании физических свойств таких углеводородов используют плотность и вязкость, а также дополнительно привлекают сведения о количественном содержании асфальтенов, смол, серы и металлов. По классификации, принятой «Государственным балансом запасов полезных ископаемых Российской Федерации», к тяжёлым относятся нефти с плотностью более 901 кг/м<sup>3</sup>, высоковязким – нефти с вязкостью более 30 мПа·с. Исходя из последнего, к тяжёлым высоковязким нефтям следует относить нефть с плотностью более 901 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью более 30 мПа·с. На тяжёлые нефти с вязкостью более 200 мПа·с распространяется термин «сверхвязкие нефти».

С учетом официальных документов и международной практики, И. Е. Шаргородским предложен вариант дифференциации тяжёлого углеводородного сырья по его плотности и вязкости, приведенный в таблице 1.1 [3].

Таблица 1.1 – Дифференциация тяжёлого углеводородного сырья в зависимости от значений его плотности и вязкости

Наименование сырья	Плотность и вязкость сырья
Тяжёлая нефть	Плотность более 900 кг/м <sup>3</sup>
Тяжёлая высоковязкая нефть	Плотность более 900 кг/м <sup>3</sup> , вязкость 30–200 мПа·с
Тяжёлая сверхвязкая нефть	Плотность более 900 кг/м <sup>3</sup> , вязкость более 200 мПа·с (при плотности более 1000 кг/м <sup>3</sup> вязкость до 50 000 мПа·с)
Природный битум	Плотность более 1000 кг/м <sup>3</sup> , вязкость более 50 000 мПа·с

Остаётся добавить, что по динамике течения в пластовых условиях тяжёлая, высоковязкая нефть и природный битум относятся к реологически сложным неньютоновским системам. Их подвижность в пористой среде определяется величиной вязкости, которая может изменяться в широких пределах и зависит от прочности внутренней структуры, образуемой высокомолекулярными нанокolloидными компонентами. К перестройке внутренней структуры приводит, в частности, изменение градиентов пластового давления и любое внешнее воздействие на пласт физическими полями. При этом природные битумы обладают ярко выраженными свойствами вязкоупругих систем. Тяжёлая, высоковязкая нефть проявляет свойства как вязко-пластичной, так и вязкоупругой неньютоновской жидкости, что также затрудняет идентификацию углеводородов данного типа.

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 в обзор включены методы и технологии воздействия на залежи тяжёлой, высоковязкой и сверхвязкой нефти, а также природного битума.

## **1.2 Обзор комбинированных технологий теплового воздействия, вскрытия пласта и пространственного профилирования скважин**

Геолого-технические, геомеханические и термобарические условия, реологические свойства насыщающего пласт флюида, а также технологии и технические средства, которые используются на всех этапах работы с добывающими скважинами, в значительной степени влияют на их продуктивность.

От технологии и технического оснащения буровых работ, а также от способа вторичного вскрытия продуктивной части пласта перфорацией и применяемой при этом техники непосредственно зависит качество вскрытия. Им, в свою очередь, определяется продолжительность эксплуатационного срока службы добывающей скважины. Даже незначительное ухудшение проницаемости ближайшего к забою скважины участка пласта может значительно увеличить фильтрационное сопротивление движению жидкости и, как следствие, существенно уменьшить коэффициент продуктивности - вплоть до остановки скважины из-за нерентабельной добычи.

С другой стороны, на скорость фильтрации углеводородов активно влияет их вязкость, которая чувствительна к колебаниям температуры, и которую можно регулировать, изменяя тепловой баланс пласта. В подавляющем большинстве случаев извлечение высоковязкой нефти невозможно без тепловых методов воздействия. Наиболее часто применяются: паротепловое воздействие на пласт (ПТВ); вытеснение нефти горячей водой (ВГВ); пароциклические термические обработки призабойных зон добывающих скважин (ПТОС); комбинированные технологии воздействия – импульсно-дозированное тепловое воздействие (ИДТВ), тепловое циклическое воздействие на пласт (ТЦВП) и их модификации. За рубежом осуществлены масштабные проекты по внутрипластовому горению, в результате которого тепло генерируется непосредственно в продуктивном пласте путём инициирования горения пластовой нефти. Созданная зона горения продвигается по пласту с помощью закачки в него воздуха (сухое внутрипластовое горение) или воздуха



и воды (влажное внутрипластовое горение). Использование вместо воздуха кислорода способствует увеличению добычи нефти, но ускоряет коррозию оборудования и повышает опасность взрыва при производстве работ [4-15].

Если тепло производится непосредственно в пласте или в объёме забойного участка ствола добывающих либо нагнетательных скважин, то это повышает коэффициент использования тепловой энергии, способствует интенсификации добычи нефти и, по сравнению с поверхностными источниками, характеризуется значительным сокращением энерго- и ресурсозатрат. Известно, что большие объёмы капитальных вложений и эксплуатационных затрат на обслуживание в ряде случаев ограничивают применение наземных теплогенерирующих установок исключительно по экономическим критериям. Помимо этого, в процессе сжигания топлива для выработки пара в атмосферу попадает большое количество загрязняющих веществ, что неблагоприятно сказывается на экологической ситуации. Поэтому предпочтительны такие тепловые методы, которые технологически могут быть реализованы без использования наземных парогенераторных устройств.

Внедрение тепловых методов на месторождениях ВВН в значительной степени ограничивается глубиной залегания продуктивных пластов, геологическими особенностями горных выработок, а также конструкцией и профилем скважины. Если глубина залегания отложений невелика, то их можно разрабатывать карьерным способом с поверхности или при помощи шахт, чему имеется ряд примеров. Месторождения с глубиной залегания свыше 300 м разрабатываются только при помощи скважин. При этом варианты разработки системами горизонтальных скважин (ГС) требуют высоких капиталовложений и, по опыту эксплуатации, не всегда обеспечивают проектные уровни добычи нефти. Для достижения эффекта предложено комбинировать технологии вскрытия пласта и тепловые методы воздействия, как вариант - по способу парогравитационного дренажа SAGD (Steam-assisted gravity drainage). Основой технологии SAGD являются две горизонтальные двухустьевые скважины, которые при строительстве располагают параллельно друг над другом, ближе к

подошве пласта [6,10,16-19]. Через верхнюю скважину в поровое пространство нагнетается пар, который, находясь в перегретом состоянии, мигрирует в направлении кровли пласта и осуществляет его прогрев. В результате теплового воздействия нефть, под влиянием силы тяжести, движется к забою нижней добывающей скважины. Данный способ не лишен недостатков. К их числу, помимо использования наземных парогенераторов, относится снижение проницаемости породы-коллектора, обусловленное эффектом капиллярной пропитки и увеличением объема глинистой компоненты. Любое другое расположение паронагнетательных скважин провоцирует прорыв пара по высокопроницаемым интервалам или трещинам в добывающие скважины, что вызывает радиальное расширение труб, напряжения в конструкции и негативно влияет на эксплуатационные характеристики оборудования.

Основными проблемами технологии SAGD и других традиционных методов термического воздействия являются высокое потребление энергии, нагрузка на окружающую среду и ощутимые капитальные затраты, связанные с производством пара и подготовкой воды.

Помимо классического варианта парогравитационного способа добычи существует несколько его различных модификаций. В частности, следует отметить парогравитационный способ добычи с использованием только одной горизонтальной или вертикальной скважины [20], предназначенной одновременно и для нагнетания, и для добычи. В этом случае для нагнетания пара и отбора разогретого пластового флюида используются противоположные секции горизонтального ствола. К преимуществам такого метода можно отнести экономию средств на строительство скважины, а также возможность его использования для разработки продуктивных залежей с небольшими значениями нефтенасыщенных толщин, когда бурение двух горизонтальных скважин проблематично. Однако проект сложно реализовать технически, что является его очевидным недостатком.

Другой разновидностью метода SAGD является парогравитационный способ добычи, при котором совместно с паром используются дымовые газы,

такие как углекислый газ, метан, сероводород, азот и т.д. Такой технико-технологический приём позволяет не только уменьшить потребление пара (в пределе - до 70%), но и улучшить показатели процесса разработки пласта [21-23]. Дымовые газы, выполняя функцию своего рода оторочки паровой камеры, уменьшают тепловые потери через кровлю пласта. Со временем давление в паровой камере растёт и становится больше пластового давления. Оболочка из дымовых газов на контакте паровой камеры и неразогретой нефти разрушается, вследствие чего ускоряется процесс тепломассообмена в пласте. Недостатками способа являются: неравномерность вытеснения нефти по пласту; высокая вероятность прорыва закачиваемого газообразного агента в интервал перфорации добывающих скважин; необходимость закачки больших объёмов инертного газа в паровую камеру с целью увеличения пластового давления до необходимых значений; высокие материальные и экономические затраты на выработку инертного газа и закачку его в пласт.

Также разработана технология SAP (Solvent-aided process), представляющая собой модификацию гравитационного дренажа с использованием пара (SAGD). Процесс, лежащий в её основе, включает добавление побочного продукта природного газа, известного как жидкость природного газа, к пару, который вводится в резервуар. Жидкость природного газа действует как растворитель, разбавляя высоковязкую нефть и тем самым позволяя ей более свободно протекать по пласту в направлении добывающей скважины [24].

Однако некоторые растворители являются ядовитыми и наносят продуктивному пласту непоправимый ущерб. Кроме того, по причине смешения некоторых растворителей и тяжёлой нефти наблюдается выпадение асфальтенов. Осаждающиеся асфальтены блокируют поровое пространство и препятствуют течению жидкости, что отрицательно сказывается на мобильности нефти и её добыче.

Ряд других модификаций парогравитационного способа извлечения нефти включает в себя использование дополнительных скважин для циклической

паротепловой обработки, электронагревающих устройств на стадии предпрогрева и т.д. [25,26].

Известна также модификация технологии SAGD, включающая в себя комбинацию электромагнитного прогрева и закачку растворителя. Использование для добычи битума электромагнитных волн как метода, альтернативного внутрипластовому прогреву, в комплексе с воздействием растворителем является энергосберегающей технологией с низкими капитальными затратами и минимальным воздействием на окружающую среду. Электрический нагрев (ЕН – electric heating) в целом и, в частности, высокочастотный электромагнитный нагрев (ЕМН – electromagnetic heating) – многообещающая альтернатива текущим методам теплового воздействия на пласт. В процессе ЕМН непрерывно вращающаяся полярная молекула с электрическим дипольным моментом в электромагнитном поле выделяет тепло, когда волна проходит через битуминозные (нефтяные) пески вокруг антенны. Использование мощного электромагнитного нагрева вызывает испарение воды в пласте, приводящее к развитию паровой камеры в продуктивном пласте рядом с антенной. Этот метод воздействия на продуктивный пласт более эффективен, нежели закачка пара с поверхности. С другой стороны, у данной технологии существует ряд недостатков, которые необходимо учитывать, а именно: капитальные затраты на преобразование низкочастотной мощности в высокие частоты и связанные с ними электрические потери; необходимость согласования полного электрического сопротивления пласта на выходе источника и низкой глубины проникновения на более высоких частотах [27].

Также известна низкотемпературная технология Vapour Extraction (VAPEX), которая используется в горизонтальных скважинах и представляет собой развитие метода SAGD. Вместо водяного пара в пласт в режиме гравитационного дренажа закачивается углеводородный пар в состоянии, близком к точке росы при пластовом давлении. Главный недостаток технологии – выпадение асфальтенов, снижение проницаемости пласта [6] и потеря ценных

компонентов, в первую очередь, редкоземельных металлов, таких как ванадий и никель.

Для тепловой обработки пласта в призабойных зонах вертикальных скважин российскими и зарубежными учёными разработан целый ряд технологий, таких как термогазохимическое воздействие (ТГХВ), термокислотная обработка, термоакустическая обработка, термобарохимическая обработка (ТБХО), спуск в скважину электронагревателей, воздействие высокоэнергетическими конденсированными системами (ВЭКС) и др.

В технологии ТГХВ с использованием многофакторного технологического комплекса конструкции «ТатНИПИнефть» нагрев породы происходит за счёт химической реакции рабочей жидкости - раствора соляной кислоты с магнием. Подземное оборудование при этом состоит из термогазогенератора, который патрубком соединен с гидроударным устройством. Вся компоновка спускается в скважину на насосно-компрессорных трубах (НКТ). Термогазогенератор представляет собой цилиндрический секционный корпус с концентрично расположенной внутри перфорированной трубой. Пространство между корпусом и внутренней трубой заполняется гранулированным магнием, который при реакции с раствором кислоты генерирует тепло и газ. Гидроударное устройство состоит из корпуса, тарированных на определённое давление разрывных диафрагм и бросовых клапанов (шаров). Оно предназначено для резкого и локального воздействия на пласт давлением, которое на фронте гидроволны превышает предел прочности прилегающих к забою плотных пород, в результате чего происходит раскрытие существующих и образование новых микротрещин. После спуска оборудования на заданную глубину производят замещение скважинной жидкости раствором кислоты во всей колонне НКТ, а также внутренней полости термогазогенератора и гидроударного устройства. При контакте кислотного раствора с магнием происходит экзотермическая реакция с выделением тепла (18940 кДж на 1 кг магния) и газа. Затем создаются гидроимпульсы высоких давлений, что

позволяет увеличить глубину химического воздействия и прогрева пласта. Технологический процесс не требует привлечения компрессора, специальных термонагревателей и устьевого аэратора для приготовления газожидкостной смеси. Однако применение гидроударного воздействия на рыхлые породы может приводить к отрицательному результату за счёт их уплотнения.

В технологии ТГХВ с использованием аккумуляторов давления АДС пласт в призабойной зоне подвергается тепловому и химическому воздействию при горении пороховых зарядов и одновременно ударно-механическому воздействию за счёт образования большого количества пороховых газов за 1...5 секунд горения от 30 до 150 кг твёрдого топлива [28].

В аналогичной технологии термогазодинамического воздействия на пласт, разработанной ООО «Гео-Курс», Республика Башкортостан, время горения заряда ЗГРП составляет не более 1,5 с при температуре горения 2400-2600 °С, давлении 20-25 МПа с выделением теплоты в количестве 36000-37000 кДж/кг.

В технологиях ТБХО предприятия «ИКЭС-нефть» (г. Уфа) также используются аккумуляторы давления АДС (ФГУП «НИИПМ», г. Пермь) и пороховые (твердотопливные) заряды, которые сжигаются в интервале перфорации в течение более продолжительного времени (10-30 минут). Если обрабатываемый интервал изолирован пакером, то в нём происходит существенный рост давления, и нагретый газообразными продуктами сгорания топлива химический реагент поступает в пласт в едином газожидкостном потоке. Для удаления из пласта и выноса на поверхность продуктов реакции в состав компоновки оборудования включается депрессионная камера с клапанными узлами или имплозионное устройство.

Метод, основанный на использовании высокоэнергетических конденсированных систем (ВЭКС), включает в себя генерацию волны высокого давления в области воздействия на продуктивный пласт за счёт взрыва, детонации или горения взрывчатых материалов, жидких или твёрдых ракетных топлив, различных композиций, производящих термогазохимический эффект, горюче-окислительных составов. Продукты, образующиеся в результате

термобарического воздействия, в сочетании с химической реакцией разложения воздействуют на внутрискважинную жидкость, флюид и горную породу. За счёт высокого давления, созданного газообразными продуктами реакции разложения состава, в обрабатываемом интервале продуктивного пласта формируется новая система трещин [29-32].

В целях комплексного термохимического воздействия на продуктивные карбонатные пласты, насыщенные высоковязкой нефтью, разработана технология жидкофазного окисления углеводородов (ЖФО). По этой технологии [33] в призабойной зоне скважины инициируется реакция окисления кислородом воздуха лёгких углеводородов, изомаляного альдегида в присутствии азотной кислоты. Продуктом окисления является оксидат – вещество, состоящее из карбоновых кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной и др.) и растворителей (кетонов, спиртов, альдегидов, эфиров). Растворители разрушают плёнку нефти на породе, а кислотная группа, входя в химическое взаимодействие с карбонатным коллектором, увеличивает его проницаемость. Образующиеся соли карбоновых кислот водорастворимы. Реакция ЖФО является экзотермической, в результате чего в пласте образуется значительное количество теплоты (22000 кДж на 1 кг окисленного углеводорода). Сырьем для получения оксидата могут являться как отдельные лёгкие углеводороды  $C_3-C_{12}$ , так и их смеси (например, гексановая фракция), а также конденсат газоконденсатных месторождений. Существенным недостатком технологии является повышенная взрывоопасность. Во избежание возможности образования в процессе обработки взрывоопасных смесей реагенты в скважину закачиваются одновременно-раздельно: воздух – по НКТ, жидкий реагент – по межтрубному пространству. Их интенсивное перемешивание происходит непосредственно на забое скважины перед поступлением в пласт, для чего в скважине устанавливается специальный инжекционный смеситель с предохранительными клапанами.

Тепловая обработка пласта в призабойных зонах вертикальных скважин возможна с применением жидких гидроокислительных реагентов, которые

отличаются способностью вступать в термохимические реакции со скважинной жидкостью (водой). К их числу относятся: гидрореагирующие составы (ГРС) на основе хлористого алюминия; алюминий, активированный галлием, индием, оловом или их эвтектическим расплавом, и целый ряд других. Аналогично взаимодействует с водой твёрдый или жидкий (суспензионный) состав на основе боргидридов щелочных металлов и щёлочи ( $NaOH$  или  $KOH$ ). При соприкосновении с водой боргидриды в скважинных условиях разлагаются с выделением газообразного водорода и большого количества тепла при резком повышении давления. В колонне скважины происходит первый этап – первоначальный прогрев и газо-, парообразование, далее процесс протекает в породе-коллекторе за счёт внутрипластового горения и развития микротрещин.

Химические реакции с выделением атомарного водорода составляют основу водородных импульсных (термобарохимических) технологий. Рекомбинация атомов водорода сопровождается выделением теплоты в количестве 213000 кДж/кг, что, по некоторым данным, на порядок больше, чем у ракетных топлив. Активный водород в момент своего образования с помощью гидрореагирующего состава уже при сравнительно низких температурах вызывает изомеризацию, каталитический крекинг и пиролиз высокомолекулярной фракции флюида любой вязкости. В качестве рабочих композиций известны: 1) металлизированные системы на основе алюминия, бора, их гидридов с термитной смесью  $Na_2O - Li$  (алюмолитиевые композитные гидроокислительные составы); 2) алюминат натрия в системе  $Na-Al-H_2O$ ; 3) активная масса (возможно, отход) гидрореагирующего металла (литий, натрий, калий, кальций, алюминий, магний) или гидридов металлов.

Высокотемпературные процессы сопровождаются выделением в газовую фазу углеводородов с длиной цепи  $C-C_5$  и коксованием остатка. В связи с этим на заключительном этапе реализации водородных импульсных технологий требуется повышение фазовой проницаемости для нефти в районе добывающей скважины, а также нейтрализация продуктов реакций.



Тепловая обработка пласта в призабойных зонах вертикальных скважин возможна с применением горюче-окислительных составов (ГОС), способных к воспламенению после срабатывания высокотемпературного инициатора горения, который размещается в интервале обработки и через кабель-трос подключается к источнику электроэнергии на устье скважины. В качестве инициатора горения используются пороховые заряды из баллиститного или смесового топлива (пороховые генераторы давления ПГД) или, например, малогазовый, медленногорящий и высокотемпературный при сгорании твёрдый состав на основе железоалюминиевого термита (химический прогреватель пласта ППХ). В качестве ГОС широко применяются водные растворы нитрата аммония (аммиачной селитры) с водорастворимым горючим органического происхождения, например, глицерин, мочеви́на, фенол, этаноламиннитрат и др. Дозировка ГОС должна обеспечить полное перекрытие обрабатываемого интервала скважины и длительность импульса давления не менее 4 с. Обычно масса ГОС в зоне обработки к моменту поджигания составляет 400-1000 кг. Температура продуктов сгорания ГОС составляет 820-1300 °С.

Общим недостатком всех указанных технологий является перегрев пристволенной части пласта до температур, приводящих к спеканию пород и коксованию тяжёлых углеводородов, т.е. к снижению проницаемости. Эффект от интенсификации часто существенно ниже ожидаемого, известны случаи полного отсутствия притока после воздействия.

Во многих известных технологиях прогрева тепловое воздействие сочетается с газогидродинамическим разрывом пласта. Целью является увеличение площади теплового контакта в процессе кондуктивного и конвективного переноса тепла. Степень влияния каждого из этих механизмов зависит от вязкости пластовой нефти, хотя характер зависимости полностью не изучен. На некоторых месторождениях высоковязкая нефть не может фильтроваться в пласте без предварительного подогрева посредством кондуктивного переноса тепла. При этом радиальный прогрев пласта от источника тепла происходит чрезвычайно медленно. Создание разветвлённой

системы трещин разрыва необходимо для увеличения глубины обработки. Данный принцип соблюдается и в случае тепловых обработок призабойных зон скважин, и в случае воздействия на пласт в целом, например, при закачке пара. Высокая проводящая способность трещин позволяет разрабатывать пласты с максимально допустимой депрессией, что целесообразно для залежей высоковязкой нефти, подвижность которой обусловлена содержанием и структурными трансформациями асфальтеносмолопарафиновых комплексов.

Вместе с тем увеличение депрессии часто инициирует механическое разрушение пород, особенно слабо консолидированных песчаников, и вынос их обломков в добывающие скважины. Склонность пород к суффозии и стихийное пескопроявление относятся к числу актуальных на сегодняшний день проблем, которыми сопровождается добыча высоковязкой нефти. Одно из направлений предусматривает активное извлечение дезагрегированной породы вместе с нефтью и водой и является альтернативой способам, цель которых - блокировать вынос песка из пласта в скважину. В Канаде широко распространена технология «холодной добычи» CHOPS (Cold heavy oil production with sand), опробованная и на некоторых месторождениях России. Данная технология требует применения винтовых насосов кавитационного типа, с помощью которых смесь песка и нефти, поступающая к забоям добывающих скважин, извлекается на поверхность. Установки погружных центробежных электронасосов (УЭЦН) малопригодны и чрезвычайно быстро выходят из строя в условиях пескопроявления. Нарушение напряжённо-деформируемого состояния горных пород, включая многометровые комплексы, залегающие над продуктивным пластом, может приводить к техническим проблемам при эксплуатации скважин. Поскольку для переработки продукции с высоким содержанием шлама требуются специальные технологии и системы промышленного обустройства, метод не нашёл широкого применения на отечественных месторождениях.

Другим направлением при решении проблемы пескопроявления является предупреждение выноса песка в скважины. Это направление представлено

различными технологиями, такими как уплотнение слабо консолидированных пород вяжущими или цементирующими веществами, селективная и направленная перфорация, установка механических фильтров либо с гравийной упаковкой, либо без неё, расширяющиеся фильтры, а также технологии Frac&Pack (аналог гидроразрыва пласта) с гравийной упаковкой.

Недостатком технологии уплотнения слабо консолидированных пород является значительное снижение проницаемости пласта и продуктивности скважины, что может привести к потере рентабельности. Применение селективной и направленной перфорации, которая распространена на отечественных месторождениях, ограничено в связи с отсутствием детальной информации о геологическом и геомеханическом строении залежей, в том числе, о направлении главных стрессов. Мировые добывающие компании чаще всего используют установку механических фильтров.

Стандартные механические фильтры без гравийной упаковки отличаются простотой установки, но характеризуются сравнительно низкой эффективностью. Причиной служит засорение зазора между фильтром и стенкой скважины мобильными мелкодисперсными частицами, образующими со временем на поверхности фильтра прочную непроницаемую корку. Более эффективно защищают скважину от пескопроявления гравийные упаковки, а за рубежом проходят апробацию щелевые расширяющиеся фильтры, опыт использования которых на отечественных месторождениях практически отсутствует.

Обсуждая разновидности внутрипластового высокотемпературного воздействия на пласт, содержащий углеводороды, следует уделить внимание технике и технологии парогазового воздействия, которое осуществляется посредством закачки в пласт перегретого пара под высоким давлением. Массовое использование наземных парогенераторных установок для тепловой обработки пласта обусловлено такими их преимуществами как простота конструкции и технического обслуживания, производительность в широком диапазоне, способность работать на различных видах топлива. Однако при всех

положительных характеристиках парогенераторов они имеют существенные недостатки, так как требуют специального оборудования для подготовки и доставки в пласт теплоносителя, а также источника с большим запасом воды и оборудования по её подготовке с высокой пропускной способностью. Кроме того, к недостаткам относятся высокая энергоёмкость процесса, увеличение объёма попутного газа и экологические проблемы (образование высокообводнённой стабильной эмульсии, продуктов сгорания топлива).

Основными проблемами при использовании наземных парогенераторов с целью термического воздействия на продуктивный пласт являются существенные потери тепла как при транспортировке разогретого агента до устья скважины, так и непосредственно при доставке его к забойному участку ствола. В северных широтах наибольшую опасность при эксплуатации данных установок представляет растепление пород вечной мерзлоты вследствие утечек пара по стволу скважины. Для предотвращения утечек пара применяются наземные паропроводы и НКТ в специальном, теплоизоляционном исполнении. Однако использование данного оборудования значительно увеличивает стоимость технологии воздействия на пласт.

Исходя из вышперечисленного, предпочтительнее использовать парогенераторы, размещенные непосредственно на забое обрабатываемой скважины.

В середине 70-х годов прошлого века Министерство энергетики США утвердило программу по развитию технологий эффективного использования пара для разработки месторождений высоковязких и битуминозных нефтей, получившую название «Deep Steam» [34,35].

Компанией, приступившей к реализации данной программы, стала Sandia National Laboratories.

В рамках работы по программе компанией были выбраны два направления:

- 1) разработка оборудования для транспортировки пара от наземных парогенераторов до прогреваемого пласта через обрабатываемую скважину;

2) разработка и тестирование конструкции внутрискважинных парогенераторов.

В результате были изготовлены два экспериментальных образца парогенераторов разного типа:

- внутрискважинный парогазогенератор, использующий в качестве топлива дизельное топливо, а в качестве окислителя – атмосферный воздух;
- наземный парогазогенератор, использующий в качестве топлива дизельное топливо, а в качестве окислителя – кислород.

Промысловые испытания внутрискважинного парогазогенератора осуществлялись в период с 1981 по 1982 гг. компанией Long Beach Oil Development Company на месторождении Вилмингтон.

Основные технические характеристики внутрискважинного парогазогенератора приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Технические характеристики внутрискважинного парогазогенератора

Параметры	Значение
Расход компонентов, кг/ч:	
топливо	90
воздух	1300
вода	2300
Характеристики производимого пара:	
P, МПа	10,5
t, °С	260
сухость	0,7
Производимая тепловая мощность, МВт/ч	1,4

В течение тестовых испытаний суммарная наработка внутрискважинного парогенератора на отказ составила порядка 3,5 месяцев. За это время был получен прирост суточной добычи нефти с 50 баррелей/сут до 100 баррелей/сут.

Основываясь на общемировых результатах в области разработки оборудования для теплового воздействия на пласты, содержащие высоковязкую и битуминозную нефть, отечественная компания ОАО «РИТЭК» совместно с

ведущими научными организациями РФ разработала и изготовила «Технологический комплекс с забойным парогазогенератором на монотопливе» [36].

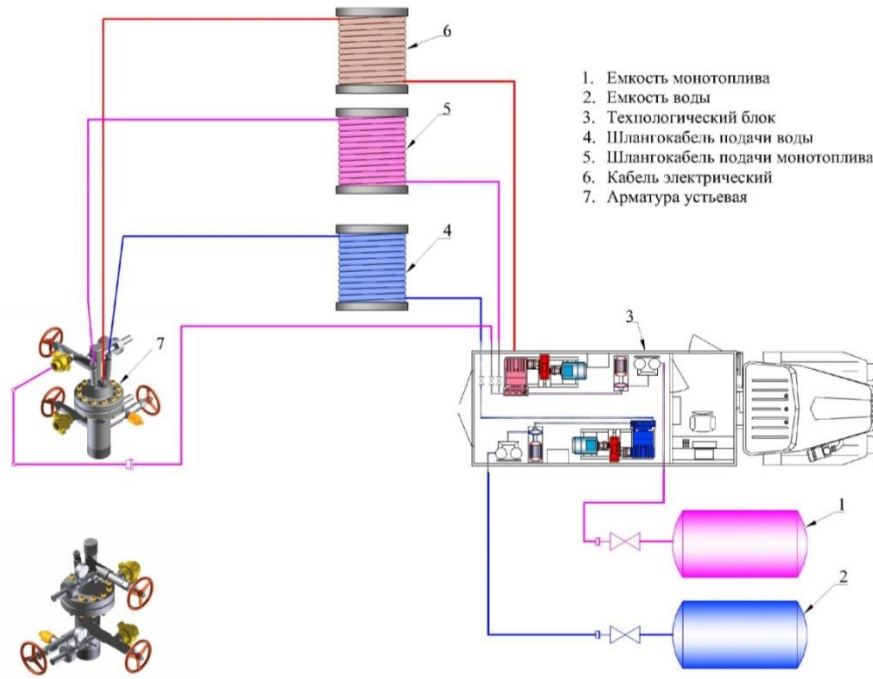


Рисунок 1.1 – Наземное оборудование Технологического комплекса с забойным парогазогенератором на монотопливе (схематично)

В компоновку комплекса входит следующее оборудование (рисунок 1.1):

- термостойкий пакер;
- узел стыковки парогазогенератора с пакером;
- нижний регулируемый обратный клапан;
- забойный парогазогенератор;
- подвеска труб НКТ;
- шлангокабели подачи воды и пускового монотоплива;
- электрический кабель типа КПБП;
- устьевая арматура;
- технологический блок;
- емкости воды и монотоплива;
- наземные гидравлические и электрические линии.

Принципиальным отличием данного комплекса от традиционных методов прогрева пласта нагнетанием пара является конструкция забойного парогазогенератора (рисунки 1.2, 1.3), разработанная и прошедшая испытания на полигоне ОАО «РИТЭК».

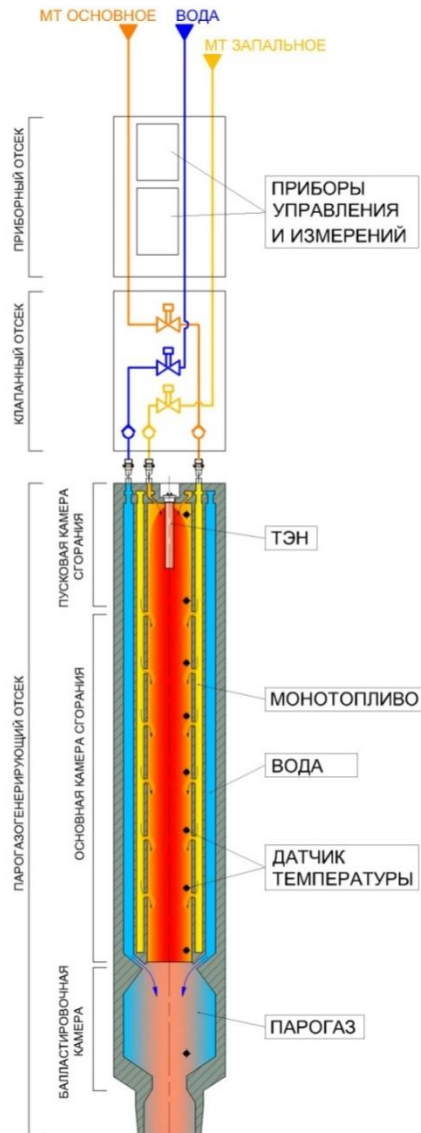


Рисунок 1.2 - Принципиальная схема забойного парогазогенератора на монотопливе

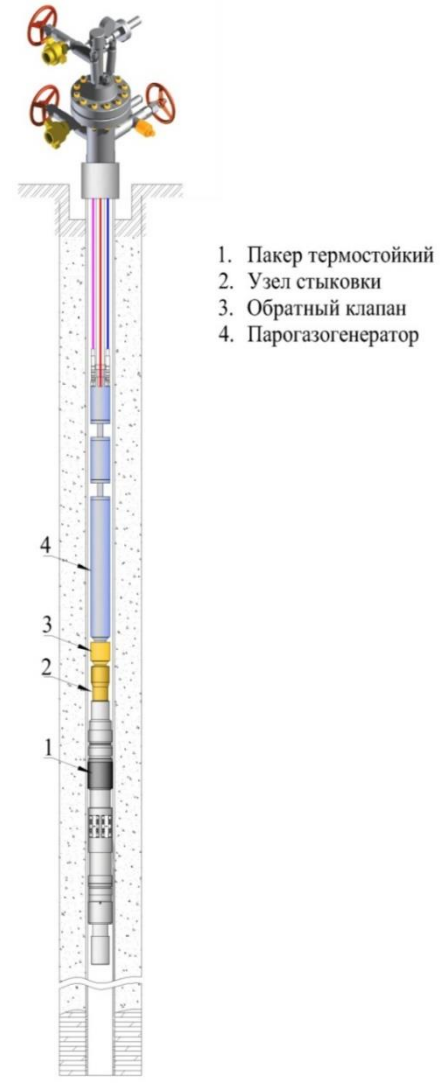


Рисунок 1.3 - Схема размещения внутрискважинного оборудования Комплекса

Конструктивно парогазогенератор состоит из трех отсеков:

1. Приборный отсек, предназначенный для размещения приборов системы управления и измерений ПГГС, в котором находятся:

- электронный блок сбора данных с датчиков ПГГС;
- электронный блок управления электромагнитными клапанами;

– электронный блок обмена данными с контроллером системы управления Комплекса;

– разъем для подключения кабеля электропитания.

2. Клапанный отсек, предназначенный для размещения электромагнитных клапанов, управляющих подачей рабочих компонентов в ПГГС. В отсеке установлен датчик, контролирующий давление в камере сгорания ПГГС.

Также в этих отсеках проходят гидравлические линии подачи компонентов и электрические линии.

3. Парогазогенерирующий отсек, предназначенный для выработки парагаза путем разложения монотоплива и смешения горячих продуктов реакции с водой для получения требуемой температуры и состава теплоносителя.

Парогазогенерирующий отсек представляет собой оснащённую теплоизоляцией цилиндрическую камеру сгорания с кольцевыми ярусами форсунок подачи монотоплива.

Камера сгорания разделена, в свою очередь, на пусковую и основную камеры. Пусковая камера служит для инициации реакции разложения монотоплива и прогрева основной камеры сгорания. Реакция инициируется с помощью патронного электронагревателя (ТЭН), который установлен в верхней части пусковой камеры. Подача монотоплива в пусковую камеру осуществляется по отдельной линии.

После прогрева основной камеры сгорания в неё подается основной расход монотоплива. Монотопливо подается в несколько ярусов через форсунки.

Из камеры сгорания газообразные продукты реакции попадают в балластировочную камеру, где смешиваются с водой. Вода в камеру балластировки подается по кольцевым каналам, расположенным вокруг камеры сгорания.

Для контроля работы парогазогенератора по длине камеры сгорания и на выходе из устройства установлены датчики температуры.



Основные технические характеристики Комплекса приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Технические характеристики Технологического комплекса с забойным парогазогенератором на монотопливе

Наименование параметра	Значение параметра
Производительность по парогазу	1...8 т/ч
Максимальное давление нагнетания парогаса	21 МПа
Диапазон изменения температуры теплоносителя	150 – 350°С
Вид топлива	монотопливо на основе водного раствора азотсодержащих соединений
Расход компонентов на выработку 1т парогазовой смеси при температуре 350 °С	монотопливо – 720 кг; вода – 280 кг

С позиций защищаемого научного исследования важно то, что в скважине парогазогенератор размещается на уровне обрабатываемого пласта. Чтобы исключить утечки тепла вверх по стволу скважины, над интервалом перфорации устанавливается термостойкий пакер. В технологии ОАО «РИТЭК» пакер имеет термостойкий уплотнительный элемент и теплоизолированный шток.

После пакеровки в скважину на подвеске НКТ опускается парогазогенератор. Снаружи НКТ закреплены шлангокабели подачи воды и запального монотоплива и электрический кабель. Парогазогенератор устанавливается на пакер при помощи узла стыковки. Шлангокабели и электрический кабель пропускаются через планшайбу устьевого арматуры и герметизируются сальниками.

Технология размещения забойного парогазогенератора в вертикальном стволе достаточно проста. Непосредственный контакт высокотемпературного источника с продуктивным пластом исключает непроизводительные потери тепла. Это позволяет обеспечить заданную глубину и степень прогрева пласта, а также осуществлять циклический прогрев с целью поддержания оптимального температурного режима и экономии энергозатрат.

### 1.3 Обзор методов интенсивного термобарического воздействия на пласт и забойных генераторных устройств

#### 1.3.1 Классификация методов воздействия на прискважинную зону пласта

Известно [37-39], что продуктивность добывающих скважин напрямую зависит от фильтрационных характеристик пласта в призабойной зоне. Поддержать или увеличить продуктивность скважины можно с помощью технологий, направленных либо на возобновление фильтрации в существующих проводящих каналах, либо на искусственное разуплотнение пласта с образованием новой системы трещин.

Анализ основных физических факторов, влияющих на приток жидкости из пласта в скважину, позволяет определенным образом классифицировать методы воздействия на породу-коллектор вблизи забоя. Одна из таких классификаций приведена в таблице 1.4 [40].

Таблица 1.4 – Классификация основных методов воздействия на призабойную зону скважины

Метод	Описание
Механический	Методы создания в горной породе искусственных трещин, способствующие интенсификации притока флюида к скважине: гидравлический разрыв пласта; импульсные методы с использованием высокоэнергетических конденсированных систем (твёрдых, жидких или газообразных) и др.
Химический	Методы кислотных обработок, направленные на улучшение фильтрационно-емкостных свойств породы за счёт её растворения и образования непрерывных каналов фильтрации: соляно-кислотная, глинокислотная, ацетонокислотная и комбинированная обработки, воздействие ПАВ и др.
Физический	Методы воздействия физическими полями на пластовые флюиды, приводящие к изменениям их физических свойств: деземulsация, снижение вязкости за счёт разрушения структуры, образованной высокомолекулярными соединениями нефти, снижение степени взаимодействия породы и флюидов, закачка ПАВ, акустическое и виброволновое воздействие, пневмоимпульсное воздействие и др.

Продолжение таблицы 1.4

Метод	Описание
Тепловой (термический)	Методы воздействия на прискважинную зону пласта с использованием различной природы и типов тепловых источников, а также электрических нагревателей с целью борьбы с асфальтено-смолисто-парафинистыми отложениями и уменьшения вязкости пластовых углеводородов: паротепловое воздействие на пласт; вытеснение нефти горячей водой; пароциклические термические обработки призабойных участков добывающих скважин; комбинированные технологии воздействия – импульсно-дозированное тепловое воздействие, тепловое циклическое воздействие на пласт, термогазохимическое воздействие с использованием пороховых зарядов и твердых ракетных топлив и др.
Комбинированный	Комбинации различных методов воздействия: термокислотная обработка, гидроразрыв пласта в сочетании с термокислотной обработкой, термогазобарическая обработка с имплозией, воздействие на прискважинную зону пласта посредством комплексных устройств [41] и др.

Большая часть методов воздействия на прискважинную зону пласта характеризуется низкими значениями энергии воздействия. При использовании таких методов зачастую не выполняется основное условие по образованию дополнительной сетки трещин в горной породе, поскольку энергии воздействия недостаточно, чтобы создать давление на продуктивный пласт, превышающее горное. В большинстве своем низкоэнергетические методы производят рассеивающий эффект, что может вызвать нежелательные последствия, например, при использовании их в неоднородных продуктивных пластах. Таким образом, более перспективны методы, в которых воздействие на массив горной породы можно каким-либо образом локализовать, в частности, путём размещения скважинного оборудования непосредственно в заданном интервале воздействия и ограничения зоны обработки при помощи пакерно-якорных устройств.

Помимо хорошо известной технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП) для образования трещин в нефтесодержащей породе применяют импульсные аппараты. В аппаратах для интенсификации притока к добывающим скважинам используются взрывчатые материалы с различными

способами передачи энергии взрыва. При активации некоторых таких материалов создаётся поле остаточных сжимающих напряжений в обрабатываемом пласте, способное, без образования новых трещин, привести к уплотнению обрабатываемого участка пласта и закрытию уже существующих естественных трещин. В связи с этим целенаправленно развиваются методы импульсного воздействия на пласт с использованием порохов, твёрдых ракетных топлив и жидких горюче-окислительных составов, выделяющих энергию в режиме горения [42-47].

При использовании генераторов давления с зарядами из твёрдого топлива либо жидкими горюче-окислительными составами появляется возможность контроля импульса давления в скважине и в обрабатываемом интервале продуктивного пласта. В зависимости от геолого-технических условий выполнения работ эта возможность реализуется путем создания давления в скважине меньшего, чем при подрыве пороховых зарядов.

### **1.3.2 Импульсные технологии газодинамического воздействия на нефтяной пласт**

В период с 1981 по 1983 гг. специалистами института ПермНИПИнефть [48,33] были выполнены работы по систематизации промысловых результатов, полученных при воздействии на прискважинные участки продуктивных пластов продуктами горения пороховых зарядов. Соответственно, были проанализированы и обобщены данные применения технологии ТГХВ за 1973-1980 гг. по одиннадцати объединениям бывшего Миннефтепрома СССР. В общей сложности, оценке было подвергнуто более 1500 скважино-операций. В качестве показателей, влияющих на величину эффекта по обрабатываемым скважинам, рассматривались: тип коллектора, суммарная обрабатываемая нефтенасыщенная толщина пласта, суммарная масса сборок генератора. Технологический эффект определялся с учётом дебита нефти до и после каждой обработки, объёма дополнительно добытой нефти и процента успешности обработок. Учитывалась также продолжительность эффекта от

каждой скважино-операции. На основании анализа были сделаны следующие выводы:

- 1) успешность обработок прискважинной зоны пласта с использованием пороховых генераторов давления составляет от 50% до 60%;
- 2) оптимальная масса зарядов из расчёта на 1 м обрабатываемого интервала пласта равна 20-25 кг;
- 3) если интервал вскрытия нефтенасыщенного пласта превышает 10 м, то эффективнее последовательно сжигать по несколько пороховых зарядов, при этом в зоне неустойчивых, склонных к механической суффозии коллекторов целесообразно производить сжигание единичных зарядов небольшой массы;
- 4) эффект от операции ТГХВ выше, если она сочетается с кислотной обработкой, подачей ингибиторов солеотложений и закачкой в пласт растворителей парафиновых отложений.

В начале 1980 г. были разработаны и впоследствии нашли широкое применение технологии импульсного воздействия на продуктивный пласт, в основе которых лежал принцип горения различных топливных композиций. Данные технологии актуальны на сегодняшний день и могут быть ориентированы на:

- 1) первичную обработку продуктивных интервалов пласта, повреждённого в процессе бурения или цементирования обсадной (эксплуатационной) колонны;
- 2) предварительную обработку продуктивного пласта перед гидроразрывом или воздействием кислотными композициями с целью создания новой сетки радиальных трещин;
- 3) стимуляцию притока в горизонтальных скважинах;
- 4) вторичную обработку эксплуатационных или нагнетательных скважин с повреждениями, вызванными выносом твёрдых частиц на забой скважин, разбуханием глин, эмульсионным блокированием и снижением фильтрационно-емкостных свойств пород в прискважинной зоне пласта;
- 5) обработку интервалов пласта вблизи водонефтяного контакта (ВНК);

- б) обработку пород, несовместимых с кислотной обработкой или чувствительных к рабочей жидкости;
- 7) уменьшение конусообразования подошвенной воды;
- 8) увеличение фильтрационных каналов в породе-коллекторе;
- 9) устранение или преодоление неоднородности пород по проницаемости.

На основании литературного и патентного обзоров можно заключить, что лидерами по разработке инновационных технологий и методов обработки призабойной зоны продуктивных скважин являются Россия и США. На их долю приходится до 90% всех опубликованных патентов и статей по данной тематике [41,49].

Так, национальной лабораторией Sandia (США) в 1984 году разработаны метод «газового» воздействия на продуктивный пласт и устройство для его осуществления, основанное на технологии разрыва пласта пороховыми газами [50]. Запатентованная методика разрыва пласта для газовых скважин позволяет управлять импульсами давления, а также спрогнозировать развитие и вычислить протяжённость радиальной сетки трещин за счёт подтверждённого расчёта оптимальной массы порохового заряда и соотношения находящихся в нем пороховых частиц переменной формы и размеров.

Российскими специалистами ВНИПИ взрывгеофизики и Малаховского отделения ВНИИППГ в 1992 г. совместно была запатентована технология газодинамического разрыва пласта (ГДРП). В 1994 г. технология была доработана сотрудниками НИЦ «Интекс» Пермского инженерно-технического центра «Геофизика» и после 1997 г. прошла успешную апробацию на месторождениях ПАО «Лукойл» в различных горно-геологических условиях [51].

Помимо пороховых зарядов, начиная с 70-х годов XX-го столетия, находят применение горюче-окислительные составы (ГОС). Так, промышленное опробование метода обработки прискажинного участка пласта с помощью вязко-пластичных ГОС в скважинах Западно-Тэбукского месторождения в

объединении «Коминнефть» в 1974-1977 гг. дало дополнительный приток нефти [49].

В результате опытно-промышленных испытаний обработки скважин термохимическим составом на основе гелеобразного топлива - аналога смеси ГОС положительный результат получила американская компания Sandia [52].

Повышенный интерес проявляют нефтедобывающие предприятия к комплексным технологиям, которые сочетают перфораторный и генераторный модули. В отличие от прочих технологий, применяемые аппараты позволяют совместно или последовательно провести за одну спуско-подъёмную операцию (СПО) и кумулятивную перфорацию скважины, и воздействие на пласт продуктами сгорания зарядов твёрдого топлива либо ГОС. Эффективность технологии была доказана в 2009 г. на скважинах месторождений ТПП «Лукойл – Усинскнефтегаз» ООО «Лукойл – Коми» [53].

В настоящее время в мировой практике активно используются технологии вторичного вскрытия пласта на основе взрывчатых материалов. Наиболее распространены: перфорация продуктивного пласта кумулятивными зарядами, воздействие на пласт пороховыми генераторами давления, комбинированное воздействие на продуктивный пласт за счёт применения генераторов давления на твёрдом топливе в сочетании с водными растворами кислот, ПАВ, ГОС, составами на основе нитрата аммония и мочевины [49].

Классификация основных импульсных методов воздействия на пласт представлена в таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Классификация импульсных методов воздействия на ПЗС

Методы воздействия	Краткая характеристика
Гидроимпульсный [54,55]	Генерация импульсов давления непосредственно в зоне обработки скважины с помощью пневматического генератора. В результате воздействия на ПЗС в фильтрационных каналах пластовая жидкость совершает возвратно-поступательное движение, способствующее выносу колющих частиц из порового объёма продуктивного пласта.
Пневмоимпульсный [56]	Создание в скважине и в прискважинной зоне пласта импульсов давления при выхлопе сжатого воздуха (пневмовзрыв) скважинными пневмоизлучателями, размещёнными над зоной обработки либо непосредственно на забое скважины. Частота импульсов давления на нефтенасыщенный пласт находится в диапазоне 0,2...0,5 Гц.

Продолжение таблицы 1.5

Методы воздействия	Краткая характеристика
Газоимпульсный [57,58]	Импульсное воздействие на прискважинный участок пласта с помощью газа, генерируемого в агрегатах, размещённых непосредственно в зоне обработки. Получаемый газ оказывает воздействие не только на скважинную жидкость и углеводород в пласте, но также и на скелет горной породы, разрушая его, что способствует образованию новых каналов фильтрации.
Высокоэнергетические конденсированные системы [49,59,60]	Воздействие на продуктивный пласт импульсами высокого давления, образованными за счёт горения, детонации или взрыва различных конденсированных энергетических систем, например, смеси твёрдых ракетных топлив, пороховых взрывчатых систем, жидких или горюче-окислительных составов. Продукты разложения этих систем воздействуют на скважинную жидкость и флюид, передавая им энергию, образовавшуюся вследствие взрыва или горения, тем самым оказывая давление на скелет горной породы и создавая в обрабатываемой зоне систему новых каналов фильтрации.

Пороховые генераторы давления нашли широкое применение в операциях по обработке скважин после проведения перфорационных работ, либо вместо реперфорации продуктивного интервала пласта, когда обычной перфорацией не удаётся вызвать приток пластовой жидкости [61,62]. Однако, как отмечают авторы [63,64], подбор компоновки пороховых генераторов давления только по величине замеренного гидростатического давления в обрабатываемой скважине не обеспечивает высокой эффективности газодинамического воздействия на продуктивный пласт. Также отмечается, что для большей эффективности необходимо сокращение периода времени между технологическими операциями перфорации и барическим воздействием на пласт.

Расширение ассортимента горючих веществ и изделий на их основе способствовало массовому распространению обработок продуктивных пластов различными скважинными газогенерирующими устройствами с энергоносителями из баллистических и смесевых твёрдых ракетных топлив – высокоэнергетических конденсированных систем (ВЭКС). Обладая лучшими энергетическими и технологическими характеристиками, ВЭКС стали использоваться в качестве основных рабочих компонентов теперь уже не пороховых, а твердотопливных генераторов давления [65,66].

Энергия детонации, взрыва или горения ВЭКС позволяет проводить технологические операции по созданию гидродинамической связи новой



скважины с пластом или интенсификации притока флюида к скважине, длительное время находящейся в эксплуатации. К таким технологическим операциям относятся, в частности:

1) воздействие на продуктивный пласт забойными газогенерирующими устройствами, функционирующими в режиме горения с превращением химической энергии в тепловую и кинетическую энергии продуктов сгорания;

2) обработка продуктивного пласта в скважине с открытым стволом, для чего осуществляется серия последовательных, производимых через определённые, строго рассчитанные промежутки времени взрывов сосредоточенных зарядов; в результате происходит необратимое дилатансионное разуплотнение горных пород и образуется сетка искусственных трещин;

3) обработка продуктивных пластов комплексными скважинными устройствами, обеспечивающими кумулятивную перфорацию скважины в режиме нормальной детонации и последующий газодинамический разрыв пласта (ГДРП).

### **1.3.3 Техника и технологии газодинамического воздействия на прискважинную зону пласта**

Применение газогенерирующих устройств, использующих высокоэнергетические конденсированные системы (ВЭКС), является разновидностью технологий импульсного воздействия на продуктивный нефтяной пласт. К техническим средствам на основе ВЭКС, работающим в режиме горения, относятся следующие основные типы скважинных газогенерирующих устройств [65, 67, 68]:

1) бескорпусные устройства, спускаемые в скважину на геофизическом кабеле через эксплуатационную колонну – ПГРИ-100; ПГД100, ПГД.БК-100М, ПГД.БК-150, ПГД.БК-150М, ЗГРП-01, ПГДА;

2) бескорпусные устройства, спускаемые в скважину на геофизическом кабеле через насосно-компрессорные трубы – ПГД-42Т, ПГД-170МТ, ПГРИ-50К; ПГД.БК-100/50;

3) корпусные устройства, спускаемые в скважину как на геофизическом кабеле, так и на насосно-компрессорных трубах – ГСП-105, ГДК-73.

Перечисленные устройства позволяют реализовать различные варианты применения импульсных методов. Наиболее распространённые технологические схемы осуществления газодинамического разрыва пласта представлены на рисунке 1.4.

Рассматривая каждую из них в отдельности, можно отметить следующее.

По первому варианту (рисунок слева) скважинное газогенерирующее устройство спускается на каротажном кабеле и размещается внутри эксплуатационной колонны непосредственно в интервале обработки продуктивного пласта. Газогенерирующее устройство позиционируют в скважине с таким расчетом, чтобы нижняя граница пузыря газожидкостной смеси, образовавшегося после инициирования устройства, находилась выше верхних перфорационных отверстий [49].

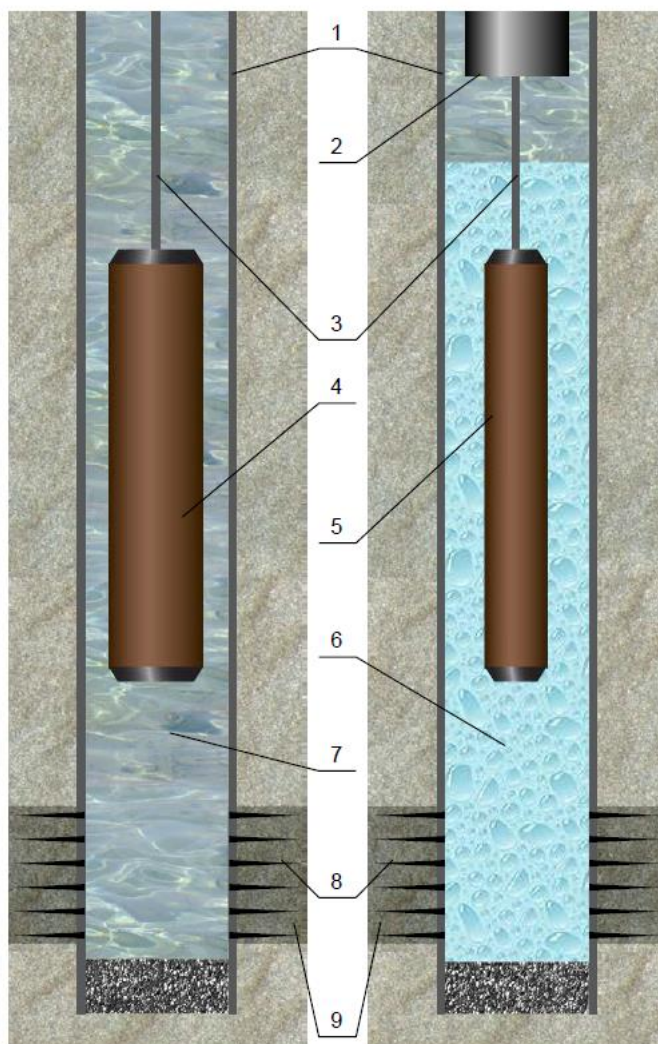


Рисунок 1.4 – Технологические схемы реализации ГДРП с применением твердотопливных газогенерирующих устройств:

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – насосно-компрессорные трубы;  
 3 – каротажный кабель; 4 – скважинное газогенерирующее устройство с зарядами ВЭКС; 5 –  
 малогабаритное скважинное газогенерирующее устройство с зарядами ВЭКС;  
 6 - жидкая термогазообразующая композиция; 7 – скважинная жидкость; 8 – каналы перфорации; 9 –  
 продуктивный пласт.

По второму варианту (рисунок справа) малогабаритное скважинное твердотопливное газогенерирующее устройство доставляется к интервалу обработки на каротажном кабеле через колонну НКТ, причём зона обработки предварительно заполнена жидкой термогазообразующей или кислотной композицией, закачанной в скважину через НКТ, спущенные до забоя. В качестве термогазообразующей композиции рассматривается смесь горючего и окислителя, растворяющихся в воде. Плотность смеси больше плотности скважинной жидкости.

Для размещения малогабаритного газогенерирующего устройства НКТ поднимают на предварительно рассчитанное расстояние (как правильно, не более чем на 200 м выше верхних перфорационных отверстий) для предохранения колонны от воздействия импульса давления. При этом устройство должно быть полностью погружено в рабочую жидкость. Под действием импульса давления, образовавшегося вследствие горения зарядов ВЭКС, разогретая до +600-700 °С композиция через перфорационные каналы нагнетается в продуктивный пласт, способствуя его разогреву и формируя новые каналы фильтрации.

Основной эффект, который достигается при использовании импульсных методов воздействия с применением скважинных твердотопливных газогенерирующих устройств, заключается в образовании и раскрытии в пласте трещин, которые, вследствие остаточной деформации горной породы, не закрываются после окончания барического воздействия. Кроме того, в процессе горения ВЭКС образуются продукты горения с температурой 1100-1600 °К, состоящие из  $CO_2$ ,  $CO$ ,  $N_2$ ,  $HCl$  и паров воды. Как результат, в прискважинной зоне пласта дополнительно имеют место:

тепловое воздействие - расплавление отложений парафина и асфальтено-смолистых веществ, снижение вязкости и увеличение подвижности нефти,

химическое воздействие - снижение поверхностного натяжения на контактах нефти с водой и породой, частичное растворение карбонатных минералов:

физическое воздействие - очистка трещин и перфорационных каналов вследствие интенсификации течения флюида.

В литературе [42,63,65,69] приведено описание экспериментов по изучению изменения производительности нефтяных и газовых скважин в зависимости от выбора источника импульсного воздействия. Рассмотрены особенности применения взрывчатых веществ, пороховых и твёрдых ракетных топлив, ГОС, пиротехнических составов. Дано достаточно убедительное объяснение механизма взрывного воздействия на нефтегазоносный пласт

продуктами горения взрывчатых материалов. Авторами упомянутых работ выполнен литературно-патентный анализ российских и иностранных источников, в которых затрагиваются варианты комбинированного воздействия пороховыми зарядами и кислотами на прискважинную зону пласта. В качестве одного из примеров приводится описание устройства, состоящего из герметичного металлического корпуса с сопловыми отверстиями, и содержащегося в нём порохового заряда шашечного типа с заданной поверхностью горения. Как отмечается, данное устройство размещалось на забое обрабатываемой скважины посредством трёхжильного кабеля. В комбинации с кумулятивным перфоратором оно способствовало вскрытию пласта и разрыву горной породы. Однако устройство не нашло широкого применения вследствие своих конструктивных особенностей.

В статье [70] и в работе [59] приводится описание пороховых аккумуляторов давления для скважин типа АДС. Здесь же рассматривается механизм термогазохимического воздействия на пласт с помощью устройства, действие которого основано на принципе использования конверсионных баллиститных порохов. Аккумулятор типа АДС в сборке представляет собой гирлянду из нескольких последовательно соединённых пороховых зарядов. Заряды размещаются на металлическом тросе, и вся гирлянда подсоединяется к грузонесущему электрокабелю. Чтобы исключить трение зарядов о стенку колонны обсадных труб, между двумя соседними зарядами устанавливаются пластмассовые кольцевые втулки. Сверху гирлянда защищена пластмассовой крышкой, снизу - поддоном. Для инициирования аккумуляторов в один из зарядов монтируется электронагревательный элемент (нихромовая нить), срабатывающий от магистральной цепи электротока напряжением 220–380 В.

Аккумуляторы типа АДС-4, АДС-5 и АДС-6 состоят из пороховых шашек диаметром 70, 82 и 102 мм и применяются при температуре в скважинах до +100 °С и гидростатическом давлении до 50 МПа. Пороховые шашки аккумуляторов АДС-4 и АДС-6 имеют осевой канал и предназначены главным образом для ТГХВ на пласт в скважинах с извлеченными НКТ. При этом АДС-

4 может устанавливаться под пакером, а АДС-6 без него. Заряды аккумулятора АДС-5 не имеют осевого канала и применяются в основном без пакера исключительно для прогрева призабойной зоны скважины.

Особенностью аккумулятора давления АДС-6-3М является возможность комбинирования зарядов с различной скоростью газообразования. Такие заряды представляют собой пучок пороховых трубок, обеспечивающих большой охват поверхностью горения. Состав аккумулятора зависит от глубины обрабатываемого интервала, и соответственно, гидростатического давления. Для скважин с гидростатическим давлением до 10–15 МПа аккумулятор давления состоит из одного воспламеняющего заряда АДС-6В и нескольких зарядов из трубчатого пороха. Для разрыва продуктивного пласта в скважинах с большим гидростатическим давлением аккумулятор собирается из 3-4 блоков пороховых трубок в комбинации с несколькими зарядами из трубчатого пороха. Заряды из трубчатого пороха сжигаются первыми, вследствие чего происходит разрыв пласта за счёт резкого нарастания давления. Заряды второй серии сгорают относительно медленно, что способствует расширению и углублению трещин за счёт расклинивающего действия пороховых газов.

Аккумулятор давления АДС-200У разработан для глубоких разведочных и эксплуатационных скважин с температурой пласта до +200 °С и гидростатическим давлением до 100 МПа. В качестве зарядов в этом аккумуляторе используется высоко термостойкое твёрдое топливо ТН 18/5. Каждый заряд содержит опорную трубу из дюралюминия и гидрозашитную оболочку из гуммированной ткани. В нижнем заряде сборки имеется отверстие в торцевой части для помещения электровоспламенителя ЭВ-ПТ и уплотнительной пробки. Для инициирования аккумулятора используют электронагреватель, питающийся от магистральной сети электротока напряжением 220-380 В, а в скважинах глубиной более 3000 м - взрывную машинку. Гирлянда зарядов (4-12 шт.) собирается непосредственно на грузонесущем геофизическом кабеле, проходящем через опорные трубки. Поперечные размеры аккумулятора АДС-200У: 70, 82 и 102 мм.

Сходным принципом действия обладают пороховые генераторы давления типа ПГД.БК [64,71,72]. Основу конструкции образует устройство, в котором гирлянда пороховых зарядов с центральным каналом собирается на дюралюминиевых трубках. В трубки помещены пиротехнические воспламенители, зажигаемые от пиропатрона, находящегося в запальной головке. Заряды соединяются между собой с помощью втулок, навинчиваемых на трубки, что позволяет регулировать массу пороха в сборке генератора. Иницирование пороховых зарядов осуществляется практически одновременно по осевому каналу за счёт прогрева трубок при горении пиротехнических воспламенителей. Трубки в пороховых газах частично сгорают. На основе этого изобретения разработаны две модификации генераторов: ПГД.БК-100 и ПГД.БК-150 для скважин с температурой до +100 °С и +150 °С соответственно. Режим горения пороховых зарядов в этих генераторах отличается тем, что поверхность горения в любой момент времени остается параллельной поверхности канала. Горение зарядов в скважине, заполненной жидкостью, сопровождается повышением давления, температуры, а также пульсацией давления с затухающей амплитудой в течение времени, значительно превышающего время горения заряда.

Одно из устройств порохового генератора давления для скважин [72], включает трубчатые пороховые заряды, воспламенитель, размещённый в канале одного из зарядов, и несущий трос. В каналах остальных зарядов размещены дополнительные пороховые шашки с центральным отверстием и продольными пазами на наружной боковой поверхности для прохода горячих газов. При этом дюралюминиевые трубки с пиропатронами и пусковыми пиротехническими зарядами размещаются только в одном воспламеняющем пороховом заряде, который располагается в середине сборки, спускаемой в скважину. Горячие продукты горения воспламеняющего заряда прорываются по продольным пазам дополнительных пороховых шашек и воспламеняют остальные рабочие заряды в сборке. Это позволяет при одной и той же длине

генератора увеличить массу пороха за счёт уменьшения расхода дюралюминиевых трубок и пусковых воспламенителей.

В развитие этого изобретения предложен малогабаритный пороховой генератор давления ПГД.БК-100/50 диаметром 50 мм, спускаемый в скважину через НКТ. Он применяется для улучшения фильтрационных свойств горных пород в прискважинной зоне, чаще всего в случаях, когда отсутствует эффект от дополнительной перфорации или интенсификации притока, а повторную обработку необходимо провести без глушения скважины и без подъёма колонны НКТ. Если требуется, генератор позволяет закреплять образующиеся трещины путем закачки насосными агрегатами через НКТ песка с одновременным сжиганием пороховых зарядов. Возможен вариант, когда участок скважины против интервала перфорации продуктивного пласта заполняют смесью жидкости разрыва с расклинивающим агентом, а пороховой заряд располагают и сжигают в неперфорированной части скважины над этой смесью. В таком случае следует ожидать большей эффективности разрыва за счёт закрепления искусственных трещин по всей их длине.

Управлять импульсами давления и скоростью прогрева при высокоэнергетическом воздействии можно, целенаправленно подбирая компоненты газогенерирующих смесей. В качестве примера можно привести термостойкий газогенерирующий состав, содержащий полидивинил-изопреновый каучук с концевыми эпоксидными группами, трансформаторное масло в качестве пластификатора, ароматическую аминокислоту, ароматический амин. Состав предназначен для изготовления цилиндрических канальных элементов повышенной прочности, его можно использовать в глубоких скважинах при температурах до  $+150^{\circ}\text{C}$ . Высокопрочные скважинные элементы сжигаются в интервале обработки продуктивного пласта и обеспечивают термогазохимическое, барическое и виброволновое воздействия на призабойную зону скважины с одновременной солянокислой обработкой. В качестве стабилизатора горения применяется дисилицид титана, а модификатором горения служит карбонат стронция.



В работе [73] описана методика разрыва пласта в газовых скважинах, позволяющая управлять импульсами давления от горения пороховых зарядов. Как следствие, можно оптимизировать протяжённость радиальных каналов фильтрации в продуктивном пласте, варьируя массу порохового заряда и соотношение в порохе частиц разных диаметров и формы. Устройство для газодинамического воздействия на пласт состоит из порохового генератора, контейнеров с компонентами для образования цементного моста и программного взрывного модуля. Спускается оно в скважину на каротажном кабеле. Газогенератор представляет собой заряд, состоящий из смеси двух типов зернённых порохов: одноканальный порох с наружным диаметром зерна 1,4 мм и семиканальный – с наружным диаметром зерна 5 мм. Воспламенение пороха осуществляется по оси ленточным быстродействующим воспламенителем диаметром 13 мм, заряды воспламеняются одновременно по всей длине. Сверху генератора на некотором расстоянии расположены последовательно контейнеры с песком, песочно-цементной смесью и водой, а выше их - кабельная головка, в которую помещен программный взрывной модуль. Газогенератор соединяется с указанными контейнерами при помощи алюминиевой трубки с расположенными внутри неё электрическими проводниками. Включением взрывного модуля через грузонесущий электрокабель обеспечивается раскрытие стопорного устройства, расположенного между пороховым газогенератором и контейнером с песком. Затем с помощью специальных зарядов разрываются днища контейнеров, а содержащиеся в них песок и песчано-цементная смесь падают вниз и задерживаются стопорным устройством. Смоченная водой смесь затвердевает и создает цементный мост над газогенератором. Затем срабатывают пороховые заряды, создавая заданный импульс давления. Общее время горения пороха составляет 0,8–1 мс, максимальное давление пороховых газов достигает 180–200 МПа.

Авторами патента [74] разработано устройство для воздействия на продуктивный пласт продуктами горения порохового генератора давления.

Особенность устройства заключается в использовании генератора давления, состоящего из двух зарядов. Верхний заряд изготовлен из пороха типа ДПР с заполнением пространства между зёрнами маслом. Он доставляется в интервал воздействия в герметичной оболочке. Нижний заряд изготавливается в виде шашки из баллиститного пороха с малой поверхностью горения. Верхний заряд инициируется от осевого ленточного воспламенителя, после его сгорания воспламеняется с верхнего торца второй заряд. Принцип действия устройства следующий: при воспламенении верхнего заряда возникает импульс давления, приводящий к разрыву продуктивного пласта в обрабатываемой зоне; через расчётный интервал времени происходит воспламенение нижнего заряда, с горением которого связан длительный период постоянного во времени давления. Между импульсами давления регистрируется его падение, связанное, прежде всего, с прорывом газового пузыря в образующиеся трещины. Авторы разработки предполагают, что под действием давления, созданного продуктами горения нижнего заряда, радиальные трещины увеличиваются в ширину и длину.

Теоретическая модель термогазохимического воздействия на продуктивные пласты от применения пороховых аккумуляторов давления типа АДС представлена в монографии [75]. Экспериментальные результаты исследования процесса воздействия на нефтеносные пласты продуктами горения пороховых зарядов подтверждают, что основными и равноправными факторами в данном случае являются: механический, тепловой и химический.

Под механическим фактором подразумевается изменение количества и качества сети радиальных (основных) и локальных (побочных) трещин, образующихся в результате воздействия на продуктивный пласт импульсом давления, возбуждаемым продуктами горения порохового заряда. Расчёты, проведенные для естественных условий на основе уравнения фильтрации жидкости в порово-трещинной среде с учётом инерции, показали, что максимальная протяжённость остаточной вертикальной трещины при сжигании

100 кг пороха в течение 5 секунд составляет 15–18 м при её ширине 5–7 мм у стенки скважины.

Тепловой фактор заключается в выделении значительного количества тепловой энергии при горении пороха. Тепловая энергия, передаваемая жидкости и вмещающей породе при сгорании 200 кг пороха, по оценкам составляет около 1,0 МДж. Максимальная температура на фронте горения порохового заряда достигает 3000–3500 °С, однако за счёт достаточно высокой теплопроводности колонны и скважинной жидкости температура среды вблизи стенки скважины, согласно расчётам, не превышает +350 °С. При сжигании порохового заряда тепловая энергия выделяется в виде импульса. Перенос тепла совмещается с интенсивным движением высокотермальной жидкости и газообразных продуктов горения вглубь пласта. При этом горячие пороховые газы контактируют с выпавшими в процессе эксплуатации скважины асфальтеносмолопарафиновыми веществами и разрушают их довольно прочную структуру. С помощью сеточной модели массопереноса были решены уравнения нестационарного теплового поля с учётом трёхфазной среды. При обработке результатов моделирования получено распределение температуры в призабойной зоне скважины в зависимости от количества сжигаемого пороха и времени горения. Прогрев пласта и аккумулируемого им флюида в направлении от стенки скважины оценивается величиной порядка 10 м [75,59].

#### **1.3.4 Жидкие горюче–окислительные составы для импульсного воздействия на прискважинную зону пласта**

Использование горюче-окислительных составов (ГОС) вместо твёрдых топлив в технологии ГДРП имеет ряд преимуществ, таких как:

- 1) увеличение продолжительности импульсного воздействия и более полный охват пласта обработкой;
- 2) возможность непрерывного мониторинга, а также регулирования интенсивности воздействия в зоне обработки за счёт варьирования компонентного состава ГОС непосредственно перед закачкой в скважину;

3) приготовление композиции непосредственно на кустовой площадке из компонентов, которые в поверхностных условиях являются взрыво- и пожаробезопасными.

В процессе воздействия горюче-окислительным составом на продуктивный пласт через открытые каналы перфорации создаётся избыточное давление в 40–60 МПа, а температура в области горения может достигать до +1000 °С. Однако, в случае отсутствия полноценной связи скважины с пластом, возможно создание перепада давления, способного привести к разрушению эксплуатационной колонны и цементного камня.

Продолжительность импульсного воздействия ГОС на продуктивный пласт и скважинную жидкость находится в диапазоне от 5 до 10 секунд и варьируется в зависимости от термобарических условий объекта воздействия и количества закачиваемого горюче-окислительного состава. В течение данного промежутка времени продукты реакции оказывают комбинированное тепловое, физико-химическое и механическое воздействие на скважинную жидкость и массив горной породы.

Благодаря механическому воздействию ГОС на прискважинную зону пласта, образуются новые каналы фильтрации жидкости. Создаваемые импульсом давления низкочастотные колебания с амплитудой до 5–10 МПа способствуют также очищению порового пространства и отверстий перфорации от блокирующих их механических примесей.

Согласно опубликованным результатам расчётов, для наиболее распространенных типов коллекторов длина образовавшихся трещин может достигать 30 м с шириной раскрытия до 4 мм.

Сравнивая температуру горения баллистических порохов и ГОС, можно заметить, что температура от твердотопливных газогенерирующих устройств в два раза выше, чем у ГОС. Однако в силу того, что горюче-окислительный состав заполняет сечение скважины полностью, температура на выходе из перфорированной части скважины выше температуры, получаемой от твердотопливных газогенерирующих устройств на + 500–700 °С [76].

К настоящему времени разработаны технологии импульсного воздействия на пласт многокомпонентными топливными смесями с добавкой окислителя.

Авторами [77] предложен метод увеличения гидродинамической связи в системе пласт-скважина, основанный на реакциях, происходящих в пласте в присутствии перекиси водорода с добавкой аминотриметиленфосфорной кислоты в качестве стабилизатора. Разложение перекиси водорода происходит за счет взаимодействия металлических элементов породы и стабилизирующего агента, закачиваемого в продуктивный пласт. В результате разложения перекиси создаётся сеть новых трещин за счёт повышения температуры и давления, оказываемого на прискважинный участок пласта. Концентрация перекиси водорода в смеси составляет 30-90% и варьируется в зависимости от трещиноватости и пористости обрабатываемого пласта.

Также известен способ управляемого импульсного разрыва пласта, основанный на комбинированном использовании пороховых зарядов и раствора перекиси водорода. Согласно исследованиям, в результате импульсного воздействия на пласт пороховыми зарядами образуется сеть трещин с длиной распространения до 15 м в направлении от интервала перфорации. При этом, как утверждается, длина природных каналов фильтрации в коллекторах может достигать 25 м. С учётом степени естественного разуплотнения авторы [78,79] предлагают осуществлять пересечение или связь природных трещин с трещинами, образованными за счёт воздействия пороховыми зарядами, для улучшения гидродинамической связи скважины и пласта. С этой целью ими предложено проводить импульсное воздействие на пласт с помощью пороховых зарядов, а для закрепления и увеличения образованной сетки радиальных трещин закачивать в скважину стабилизированный раствор перекиси водорода. Для задавливания раствора в пласт рекомендуется использовать ещё один пороховой заряд, предварительно установленный в скважине. За счёт избыточного давления пороховых газов жидкость, находящаяся под зарядом, нагнетается в образованные ранее фильтрационные каналы. Происходит взаимодействие стабилизирующей добавки и металлов,

содержащихся в пласте, приводящее к разложению перекиси водорода с образованием избыточного давления и удлинением радиальных трещин. В случае отсутствия пересечения природных трещин с радиальными производят закачку жидкого взрывчатого вещества.

В период с 1974 по 1977 гг. на скважинах «Коминнефть» был опробован метод обработки прискважинных участков пластов сжиганием в скважинах вязко-пластичных горюче-окислительных составов типа ГОС–I, ГОС–II и ГОС–X на основе перхлората аммония и трансформаторного масла. Метод включал в себя закачку горюче-окислительной смеси в обрабатываемый интервал скважины по НКТ и активацию генератора давления для воспламенения состава.

Опытно-промышленные работы по воздействию продуктами горения гелеобразного топлива на продуктивные интервалы также проводились компанией Sandia (США) [80].

Описанные выше ГОС не нашли широкого применения из-за ряда существенных недостатков. Вот некоторые из них:

- 1) отсутствие физической однородности по массе;
- 2) в процессе хранения составов твёрдая фаза выпадает в осадок;
- 3) трудоёмкая и длительная прокачка состава через НКТ;
- 4) низкий уровень пожаро-взрывобезопасности.

Для снижения класса опасности составов и обеспечения возможности их продавки в пласт, по мнению американских специалистов, данные жидкости должны обладать низкой восприимчивостью к ударам и теплу, иметь высокие энергетические характеристики и быть маловязкими (1 мПа·с или ниже). Специалистами предлагается осуществлять импульсное воздействие на пласт с образованием трещин, взяв за основу жидкое ракетное топливо, доставляемое к обрабатываемому интервалу в контейнерах [81]. При этом объективно возможно регулировать интенсивность и направленность трещин, изменяя характеристики и массу топлива, используя различную геометрию контейнеров и интервалы их установки в стволе скважины.

В работе [82] представлен способ газодинамического разрыва пласта в открытом стволе скважины при использовании жидкого ГОС, компоненты которого закачиваются без подготовки в скважину поэтапно. Осуществление способа происходит в 4 этапа: спускают на кабеле запальное устройство, затем поочередно закачивают горючее или окислитель, далее приводят в действие запальное устройство для воспламенения ГОС. Увеличить время термобарохимического воздействия, а значит, и эффективность обработки позволяет скважинная жидкость, замедляющая горение ГОС.

В работах [83-84] представлены результаты многочисленных стендовых и скважинных испытаний ГОС на основе безопасных маловязких горюче-окислительных составов. В качестве горючего компонента предлагается использовать водорастворимые органические соединения, например, фенол или глицерин, в качестве окислителя – раствор нитрата аммония. Добавление мелкой фракции нитроцеллюлозного пороха позволит повысить энергетические характеристики предлагаемого горюче-окислительного состава.

В патенте США [85] представлен способ разработки месторождений высоковязкой нефти, включающий влажное горение угольной неоднородной смеси в зоне продуктивного пласта, образованной в результате взрыва. Представленный способ реализуется следующим образом: цементируют обсадную колонну до забоя скважины с последующим разбуриванием цементной пробки. Затем опускают заряд взрывчатого вещества на забой скважины. В результате детонации заряда образуется подземная камера диаметром до 3 м, высотой до 27 м. Далее в образовавшейся зоне размещают две трубки, по одной из них осуществляют подачу угольной пульпы, по другой – смесь окислителя с воздухом. Затем над зоной обработки устанавливается пакер и поджигается угольная смесь. Влажное горение угля происходит при температуре 150–370 °С и давлениях в диапазоне от 2 до 20 МПа. Вода здесь играет роль катализатора окисления угля. В процессе горения пульпы образуется пар и продукты горения угля, которые задавливаются в ПЗС и инициируют создание новых фильтрационных каналов. Тепловое воздействие

от продуктов горения угля приводит к разрушению структуры высоковязкой нефти.

В ряде работ, опубликованных в 80-х годах, представлены способы обработки нефтяного пласта, основанные на использовании систем газообразных ГОС. Так, в патенте Австрии [86] предлагается использовать газовую смесь, состоящую из метана, этана и кислорода, приготавливаемую на кустовой площадке скважины. Закачка смеси происходит через нагнетательную скважину. В результате взаимодействия состава с высоковязкой нефтью образуется зона внутрипластового горения.

В [87] описана конструкция глубинного скважинного парогазогенератора - совместной разработки НПО «Союзпермнефть» и Ленинградского механического института. В составе ГОС использовались смеси с различными концентрациями природного газа и воздуха. Инициирование воспламенения смесей проводилось запальными устройствами двух типов: акустического и электроискрового.

Также для восстановления фильтрации в прискважинной зоне пласта были разработаны гидродинамические импульсные генераторы, а в качестве ГОС использовались водородно-кислородные смеси. Малый диаметр генераторов позволял вести обработки на глубинах до 2000 м.

В работе [88] представлен аналитический обзор ряда современных базовых патентов США, посвящённых созданию парогазогенераторов, использующих газообразные ГОС. Конструкции этих аппаратов и принцип их действия аналогичен конструкциям, описанным в [87]. Благодаря использованию в качестве горючего компонента водорода, в результате горения которого образуется чистый пар, снижается уровень вредного воздействия на окружающую среду. Альтернативными источниками топлива, соответствующими классу экологической безопасности, являются аммиак, метан и пропан, в некоторых патентах предлагается использовать дизельное топливо или нефть. Преимущество использования однокомпонентного горючего заключается в том, что процесс его подготовки сводится



исключительно к очистке от механических примесей и не требует прогрева. Удобство состоит том, что параметры процесса горения такого топлива и состав продуктов горения строго однозначны.

В качестве окислителя в рассмотренных патентах США фигурируют кислород или воздух. Применение кислорода в качестве окислителя позволяет получать ГОС с заданными термодинамическими и химическими свойствами: высокой энтальпией, определённой концентрацией углекислого газа. Однако практическое использование чистого кислорода в скважинных генераторах осложняется опасностью приготовления его в достаточно больших объёмах и непосредственной работы с ним.

В ряде рассмотренных патентов вместо НКТ для доставки горючего, окислителя и охлаждающего агента предлагается использовать полый трёхжильный кабель, позволяющий проводить операции обработки в скважинах малого диаметра, а также осуществлять электрическую связь генератора с наземным оборудованием.

Разработанные фирмой Sandia парогазогенераторы с забойной камерой сгорания, применяемые на скважинах с глубиной от 700 до 1900 метров, имеют ряд преимуществ, а именно:

- 1) исключаются путевые потери тепла, связанные с доставкой теплоносителя на расчётную глубину;
- 2) продукты горения горюче-окислительных смесей утилизируются нефтяным пластом;
- 3) продукты сгорания, растворяясь в нефти, снижают её вязкость, увеличивают подвижность и могут выступать в качестве газа-носителя при движении потока по стволу скважины после извлечения из пласта.

Однако область применения газогенераторов, основанных на использовании газообразных горюче-окислительных смесей, ограничена глубиной скважин. Забойные парогазогенераторы рекомендуются для скважин с глубиной залегания пласта не более 2000 м.

#### **1.4 Обзор опыта применения интенсивного термобарического воздействия на пласт в России и за рубежом**

Технология газодинамического воздействия на нефтяные пласты была апробирована и реализована нефтегазодобывающими предприятиями России в регионах Западной Сибири, Восточного и Центрального Предкавказья, на месторождениях Калининградской и Оренбургской областей. Аналогичные работы проводились также в Казахстане и Вьетнаме.

Применение технологии ГДРП в ряде случаев способствовало успешному освоению и выводу скважин на режим с поддержанием экономически обоснованных уровней добычи, а также снижению стоимости работ по гидравлическому разрыву пласта и повышению безопасности проведения прострелочно-взрывных работ.

##### **Газодинамический разрыв пласта в скважинах НК «ЛУКОЙЛ»**

Работы по газодинамическому воздействию на околоскважинные участки продуктивных пластов месторождений ООО «ЛУКОЙЛ – Калининградморнефть» [32,89-91] проводились в течение 1998–2014 гг. Первоначальная технология с использованием ПГД и ГОС получила дальнейшее развитие в виде ГДРП в комбинации с предварительным воздействием на пласт комплексными аппаратами МКAB-150/100 и ПГК–102.

Ввиду отсутствия положительного эффекта от применения методов интенсификации притока (реперфорация продуктивного пласта, кислотные ОПЗ и др.), а также значительного обводнения продукции скважин месторождений Калининградской области с целью отчистки прискважинных участков пласта были проведены обработки по технологии ГДРП в комбинации с комплексными аппаратами и генераторами давления.

##### **Комплексная двухстадийная технология ГДРП в скважинах НК «УзеньМунайГаз»**

Месторождение Узень, расположенное в Республике Казахстан, открыто в 1961 году. Продуктивный пласт сложен песчаниками и алевролитами с глинистыми включениями и характеризуется неоднородностью по

проницаемости [92]. Средняя пористость 22-27% и проницаемость 0,179–0,276 мкм<sup>2</sup>.

Нефть высокопарафинистая и смолистая. Пластовое давление низкое, в большинстве скважин отмечается выделение газовой фазы на забое и устье, что негативно сказывается на динамических характеристиках течения скважинной жидкости. Нефть проявляет вязко-пластичные свойства; динамика её фильтрации определяется соотношением фактического градиента давления и граничных градиентов давления, предельным напряжением сдвига.

Предложенная комбинированная технология обработки пласта [93] в призабойной зоне скважин Узеньского месторождения включает в себя предварительное динамическое воздействие на целевой интервал комплексными аппаратами с заданными параметрами плотности перфорации, диаметра перфорационных каналов и их длины, а также оптимальной фазировки перфорационных отверстий. В технологии были задействованы малогабаритный комплексный аппарат МКАВ–150/100 и генератор ПГД–42Т.

В результате обработок скважин по предложенной технологии дебит по жидкости увеличился в среднем с 7 м<sup>3</sup>/сут до 18 м<sup>3</sup>/сут с фиксацией незначительного роста обводнённости продукции.

### **Импульсные обработки скважин по технологии ГДРП с использованием твердотопливных генераторов давления в скважинах ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»**

На скважинах применена технология газодинамического воздействия на пласт при последовательном размещении аппаратов с различными скоростями нарастания импульса давления и термобарическими характеристиками в интервале обработки [94-96]. Комбинированием генератора давления на твёрдом топливе ПГД–170МТ с полногабаритными аппаратами ПГД.БК–100М достигалось резкое повышение импульса давления, что теоретически должно способствовать качественному очищению перфорационных каналов и увеличению протяжённости вновь образуемых каналов фильтрации в обрабатываемой зоне пласта.

В результате использования технологии ГДРП в ОАО «Удмуртнефть» дебит скважин по нефти увеличился в среднем на 2,6 т/сут.

### **Газодинамический разрыв пласта в скважинах месторождения «Белый Тигр» СП «Вьетсовпетро» (СРВ)**

Работы выполнены малогабаритными аппаратами комбинированного воздействия различных модификаций [97-99].

Обработки пласта по технологии газодинамического разрыва осуществлялись модульной сборкой аппаратов, состоящих из малогабаритного перфоратора кумулятивного действия компании DYNA Energetics Gmb H&Co. KG (Германия) совместно с газогенератором давления.

Инициирование зарядов осуществлялось с помощью электродетонатора ПГ–170 и шнура ДШТВ–150/800. Работы проводились при повышенных пластовых температурах (150 °С в интервале обработки) [88].

После обработок пяти вновь вводимых скважин месторождения «Белый Тигр» аппаратом МКАВ дебит нефти составил от 10 т/сут до 95 т/сут.

### **Результаты газодинамического разрыва пласта в скважинах ООО «РН-Ставропольнефтегаз» и нефтяных компаний Ставропольского края**

Обработки ПЗС по технологии газодинамического разрыва пласта с использованием твердотопливных генераторов давления и комплексных аппаратов выполнены на 17 скважинах. Определение типов, параметров и режимов воздействия осуществлялось на основе анализа геолого-технических характеристик скважин, истории их освоения и эксплуатации, а также продуктивности нефтенасыщенных интервалов. В результате анализа были отобраны скважины с низкими показателями продуктивности, а также скважины, в которых отсутствовал приток в результате их освоения, и скважины, вышедшие из бурения.

Импульсное воздействие осуществлялось генераторами давления типа ПГРИ–50К, ПГД.БК–150, а также комплексными аппаратами МКАВ–150/100. В результате обработок дебит скважин по нефти, составлявший до воздействия в

среднем от 5 до 12 т/сут, после воздействия составил от 7,0 до 18 т/сут, по жидкости – от 11 до 60 м<sup>3</sup>/сут.

**Восточное месторождение, скважина № 220вб.** Работы с твердотопливными генераторами давления ПГД.БК–150 дали лишь кратковременный результат из-за высокого содержания парафина в нефти. В результате возникла необходимость повторной обработки скважины с использованием термогазогенератора типа ТГГ–85.

**Месторождение Зимняя Ставка, скважина № 206.** С использованием комплексного аппарата МКАВ–150/100 обработан интервал 3442–3438 м пласта ПУJ, из которого до проведения работ получали 3 т/сут нефти. После освоения скважины увеличения притока не получено [29].

Таким образом, анализ опыта проведения работ по импульсному воздействию на прискважинную зону пласта позволяет заключить, что технология ГДРП способствует более качественному вторичному вскрытию пласта и созданию системы трещин. Однако нередки случаи, когда приток после импульсного воздействия незначителен, прирост добычи нефти мал или полностью отсутствует. Очевидно, это связано с негативными последствиями, к которым приводит воздействие на пласт высокими давлениями и температурами, а именно: изменением структуры порового пространства, уплотнением породы на контакте со стенками вновь образованных трещин, перегревом пластового флюида, что приводит к спеканию его с породой и утрате подвижности.

### **Выводы к главе 1**

На основании литературного обзора современных методов системного воздействия на залежи высоковязкой нефти и анализа технико-технологических решений можно заключить следующее.

1. Наметилась тенденция перехода от использования теплового и физико-химического воздействия на пласт как независимых методов к их совместному использованию с горизонтальными скважинами.

2. Возможность применения собственно тепловых методов и масштабы воздействия на залежи ВВН ограничиваются глубиной залегания продуктивных пластов, конструкцией, пространственным профилированием и стоимостью сооружения горных выработок. Универсальное сочетание технологий вскрытия пласта и тепловых методов воздействия отсутствует.

3. Воздействие теплом непосредственно в пласте или в призабойной зоне добывающих скважин позволяет снизить непроизводительные потери тепловой энергии, нагрузку на окружающую среду и увеличить охват пласта прогревом.

4. Для 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, опыт применения которых накоплен российскими предприятиями нефтегазового комплекса. Главное достоинство - использование химической, тепловой и кинетической энергии в целях стимулирования притока нефти.

5. Для реализации импульсных технологий в зарубежной и отечественной практике нашли широкое применение газогенерирующие устройства, использующие высокоэнергетические конденсированные системы (ВЭКС) и жидкие горюче-окислительные составы (ГОС). Техническое оснащение работ по вскрытию пласта предусматривает использование высокоэнергетических высокотемпературных забойных источников – генераторов на твёрдом, пороховом, жидком топливе.

6. Изменяя характеристику и массу топлива, используя различную геометрию контейнеров и интервалы установки генераторных модулей в стволе скважины, технически возможно:

- обеспечивать управляемый импульсный разрыв пласта;
- создавать заданный импульс давления с регулируемой скоростью нарастания;
- задавать направленность и размеры образуемых трещин;

увеличивать радиус зоны воздействия до нескольких десятков метров.

7. Общим недостатком технологии газодинамического разрыва пласта, основанного на импульсных методах термобарического воздействия, является коксование 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.

## **ГЛАВА 2. ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРИОДИЧЕСКОГО ПРОГРЕВА ПЛАСТА В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ**

### **2.1 Параметры конструкции скважины с дуальной системой стволов и механизм термобарического воздействия на пласт**

С методологических позиций следует, прежде всего, дать определение скважины с дуальной системой стволов и указать отличия от таких известных понятий, как многозабойная скважина, мультилатеральная скважина и скважина с боковым стволом.

Многозабойной считается скважина, состоящая из основного, как правило, горизонтального ствола, из которого в пределах продуктивного горизонта (пласта) пробурен один или несколько боковых стволов (ответвлений).

Мультилатеральная скважина – это конструкция наклонно-направленной скважины, подразумевающая более одного ствола и/или горизонтального участка.

Способы строительства и эксплуатации скважин сложной архитектуры широко известны и рассмотрены, в том числе, в работах [100, 101]. В некоторых технических решениях [102,103] разработка пласта осуществляется системой разветвленных стволов с гидродинамическим регулированием отбора нефти.

Скважина с дуальной системой стволов – это система вертикального и бокового стволов, сообщающихся с одним и тем же продуктивным пластом, но выполняющих разные функции: вертикальный ствол – обеспечение через забой доступа к пласту для проведения работ по его периодическому прогреву; боковой ствол – добыча нефти за пределами зоны повреждения породы вблизи высокотемпературного источника. Идея разнофункциональности основного и боковых (их может быть несколько)



стволов рассматривается на примере двухствольной скважины с вертикальным основным стволом.

Отличие от многозабойной и мультилатеральной скважины, а также скважины с боковым стволом (БС) состоит в том, что конструкция скважины с дуальной системой стволов позволяет одновременно использовать оба ствола с различным функционалом, проводить периодическое воздействие на продуктивный пласт без дополнительных спускоподъемных операций и остановки эксплуатационного оборудования, осуществлять адресное обслуживание и ремонт подземного оборудования.

Технология вскрытия пласта скважиной с дуальной системой стволов включает интенсивное газодинамическое воздействие (разрыв) и последующий периодический прогрев пласта с помощью высокотемпературных источников, размещенных в непосредственной близости к объекту воздействия. Предлагается [104-107] осваивать месторождения высоковязкой нефти вертикальными скважинами с бурением дополнительного бокового ствола, причем и вертикальный, и боковой стволы вскрывают один и тот же нефтенасыщенный пласт. Забой предназначенного для добычи бокового ствола при необходимости может быть оборудован противопесочным фильтром. В скважины спускается малогабаритное глубиннонасосное оборудование, например, с расположением насоса в боковом стволе. Возможный вариант компоновки оборудования представлен на рисунке 2.1.

С целью создания проводящей трещины на забой вертикального ствола на геофизическом кабеле или насосно-компрессорных трубах доставляются высокотемпературный газогенерирующий источник, контейнер с гидроокислительным или горюче-окислительным составом в комплексе с пакерно-якорным устройством. В известных технологиях с использованием скважинных аккумуляторов давления [108,28] пласт в призабойной зоне подвергается тепловому и химическому видам воздействия при горении пороховых зарядов и одновременно ударно-механическому воздействию за

счет образования достаточного количества пороховых газов. В изолированном пакером интервале существенно возрастает давление, и нагретый газообразными продуктами сгорания топлива химический реагент через перфорированный вертикальный ствол поступает в пласт в едином газожидкостном потоке. Для усиления теплового эффекта, на забой вертикального ствола после извлечения газогенерирующего устройства доставляется устройство, инициирующее дополнительный глубокий разогрев пласта (например, скважинный парогазогенератор). После достижения оптимальной температуры прогрев прекращается, запускается насос и начинается отбор продукции из бокового ствола.

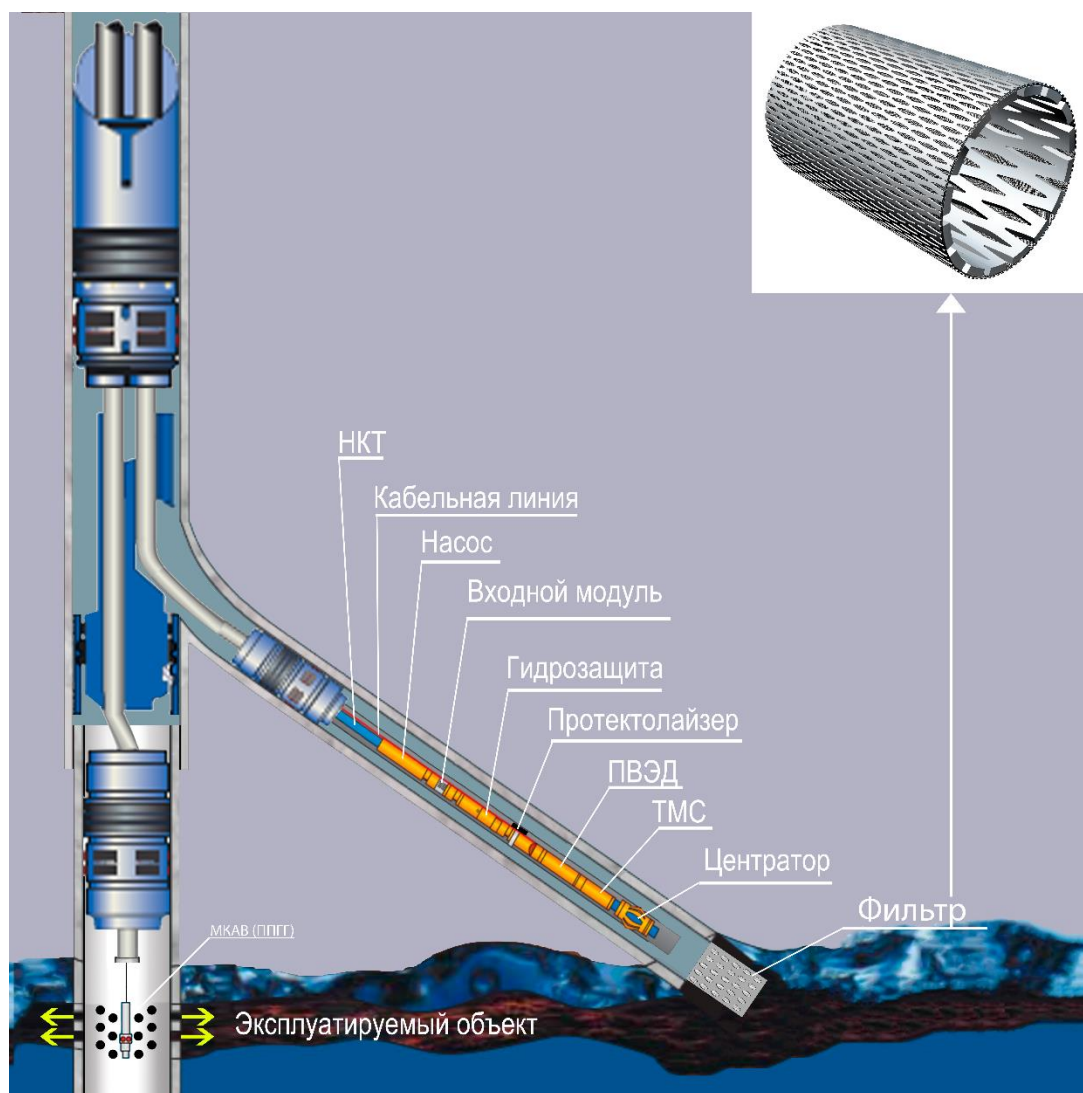


Рисунок 2.1 – Схема скважины с дуальной системой стволов:

ПВЭД – погружной вентильный электродвигатель; ТМС – телеметрическая система; МКАВ/ППГТ – малогабаритный аппарат комплексного воздействия (при осуществлении прогрева – парогазогенератор); НКТ – насосно-компрессорные трубы

Продолжительность цикла варьируется в зависимости от темпа снижения дебита и температуры, затем отбор продукции прекращается и повторяется цикл прогрева пласта без подъёма насосного оборудования из скважины. Далее вновь продолжается эксплуатация бокового ствола в режиме отбора продукции.

Данный метод имеет следующие преимущества:

1) отсутствуют ограничения, связанные с ростом температуры пласта и происходящими в нём изменениями, регулируется глубина воздействия при использовании газогенерирующих устройств. Например, при использовании порохового заряда его масса может быть увеличена (оптимизирована) для разуплотнения породы в заданных пределах относительно вертикального ствола скважины. В случае размещения высокотемпературного твердотопливного источника на забое вертикального ствола и отбора пластовой жидкости через дополнительный боковой ствол, расположенный за пределами зоны ожидаемого повреждения породы, вызванного её механическим разрушением или коксованием тяжёлых компонентов нефти, исключается частичное или полное блокирование притока нагретого пластового флюида и повышается эффект от обработки;

2) обеспечивается гибкость проведения работ по интенсивному термобарическому воздействию за счёт уменьшения числа спускоподъёмных операций, взаимозаменяемости энергоносителей, периодичности прогрева пласта;

3) отсутствует необходимость включать в комплекс оборудования механические устройства, предназначенные для удаления из пласта продуктов реакции депрессионным или имплозионным воздействием, а также рассматривать химическую очистку призабойной зоны скважины как неотъемлемую часть технологического процесса.

При поддержании оптимального температурного режима основными индикаторами эффективности будут являться интенсификация добычи нефти и увеличение коэффициента продуктивности. Для достижения

эффекта эксплуатационный боковой ствол должен находиться в пределах радиуса зоны прогрева [109].

Для реализации компоновки скважины с дуальной системой стволов необходимо проработать технологии строительства боковых стволов уже существующих скважин, либо при строительстве новых. Также необходимо рассмотреть вопрос оснащения скважины эксплуатационным малогабаритным оборудованием, оборудованием для проведения газодинамического разрыва и глубокого прогрева пласта.

### **2.1.1 Технологии строительства и техника зарезки второго ствола скважины**

Технология строительства вертикального (пилотного), предназначенного для прогрева, участка скважины с дуальной системой стволов стандартна и аналогична строительству вертикально-направленной скважины.

Технология строительства второго, предназначенного для добычи, участка скважины с дуальной системой стволов аналогична технологии строительства бокового ствола (БС) и предусматривает [110]:

- 1) выбор наземного оборудования;
- 2) определение оптимальной глубины интервала забуривания;
- 3) предварительный расчёт длины участка обсадной колонны, подлежащего вскрытию;
- 4) выбор режимных параметров вскрытия колонны;
- 5) выбор оборудования извлекаемого клина-отклонителя;
- 6) расчёт проектного профиля и конструкции второго ствола;
- 7) расчёт отклоняющих и неориентируемых компоновок бурильного инструмента для забуривания второго ствола;
- 8) выбор способа и технических средств ориентирования отклоняющей компоновки и контроля параметров второго ствола;
- 9) выбор режимных параметров забуривания и бурения второго ствола;

#### 10) заканчивание второго ствола.

Проектная траектория второго ствола должна удовлетворять таким основным требованиям [111], как:

- 1) вскрываемый ствол должен представлять собой единую зону совместимых условий бурения;
- 2) расчёт траектории второго ствола должен учитывать информацию о фактическом расположении стволов соседних скважин;
- 3) участок зарезки второго ствола следует выбирать в устойчивой части разреза, при этом забуривание ствола должно осуществляться на 30-50 м выше кровли или на 10-20 м ниже подошвы неустойчивых пород;
- 4) интенсивность искривления второго ствола должна характеризоваться минимально возможными сопротивлениями при СПО в процессе бурения и эксплуатации скважины с дуальной системой стволов (что уменьшает вероятность желобообразований и осложнений).

Проектная траектория второго ствола должна обеспечивать:

- а) вращение бурильной колонны в процессе бурения с сохранением её прочностных характеристик;
- б) достижение заданной точки входа в продуктивный пласт и проводку второго ствола с заданными углом и азимутом в продуктивном пласте;
- в) осуществление спуска хвостовика за один приём, а цементирования, в зависимости от условий, в один или, максимум, в два приёма;
- г) сохранение герметичности резьбовых соединений хвостовика в процессе спуска и длительной эксплуатации;
- д) возможность проведения ремонтных работ.

В зависимости от диаметра обсадной колонны рекомендуются следующие диаметры хвостовиков [112]:

1. Для колонн диаметром 146 мм – безмуфтовый хвостовик диаметром 102 мм, толщина стенки 6.5-7 мм, с внутренним диаметром 88 мм.
2. Для колонн диаметром 168 мм – хвостовик диаметром 114 мм, толщина стенки 7-8 мм, с внутренним диаметром 98-99 мм.

3. Для колонн диаметром 178 мм – хвостовик диаметром 114 мм, толщина стенки 7-8 мм, с внутренним диаметром 98-99 мм (по отдельному расчёту возможно применение хвостовика диаметром 127 мм, толщина стенки 7-9 мм, с внутренним диаметром 109 мм).

При условии сохранения работоспособности материнского ствола скважины для зарезки второго ствола целесообразно использовать извлекаемую систему для вырезки «окна» БС за один рейс по технологии заканчивания скважины TAML 5 Rapid X™ компании Schlumberger.

Технология пятого уровня TAML 5 заканчивания скважины с дуальной системой стволов позволяет одновременно производить работы как в вертикальном, так и в боковом стволе. При этом основной и боковой стволы обсажены и зацементированы (технологическое оборудование для добычи крепится с использованием пакеров), сочленение герметично.

Данная система включает в себя следующие этапы:

- 1) спуск оборудования с фрезами;
- 2) ориентирование;
- 3) установку оборудования на расчётном интервале;
- 4) вырезку «окна».

Извлечение оборудования происходит в один рейс с помощью извлекающего крюка. Извлекаемый якорь устанавливается сжатием и извлекается прямым натяжением, а переводник, защищающий от шлама, предотвращает попадание шлама на якорь.

Схема компоновки оборудования для вырезки «окна» второго ствола и заканчивания скважины по технологии Rapid X, а также последовательность технологических операций представлены на рисунках 2.2 – 2.3.

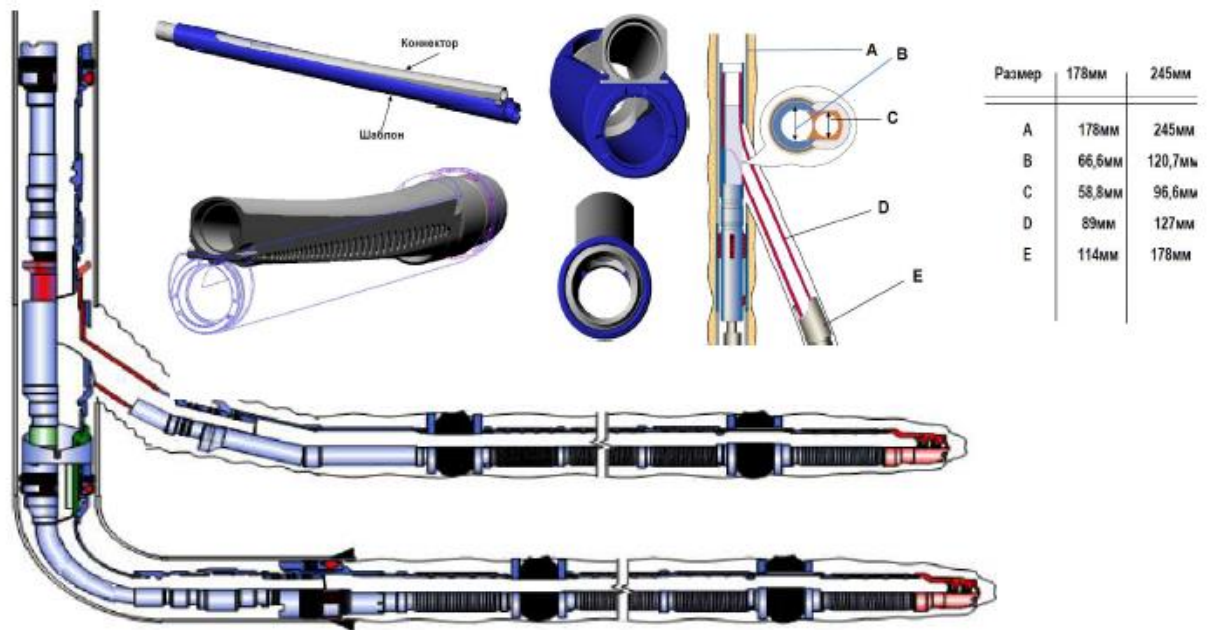


Рисунок 2.2 – Схема компоновки оборудования для сочленения второго и материнского стволов скважины

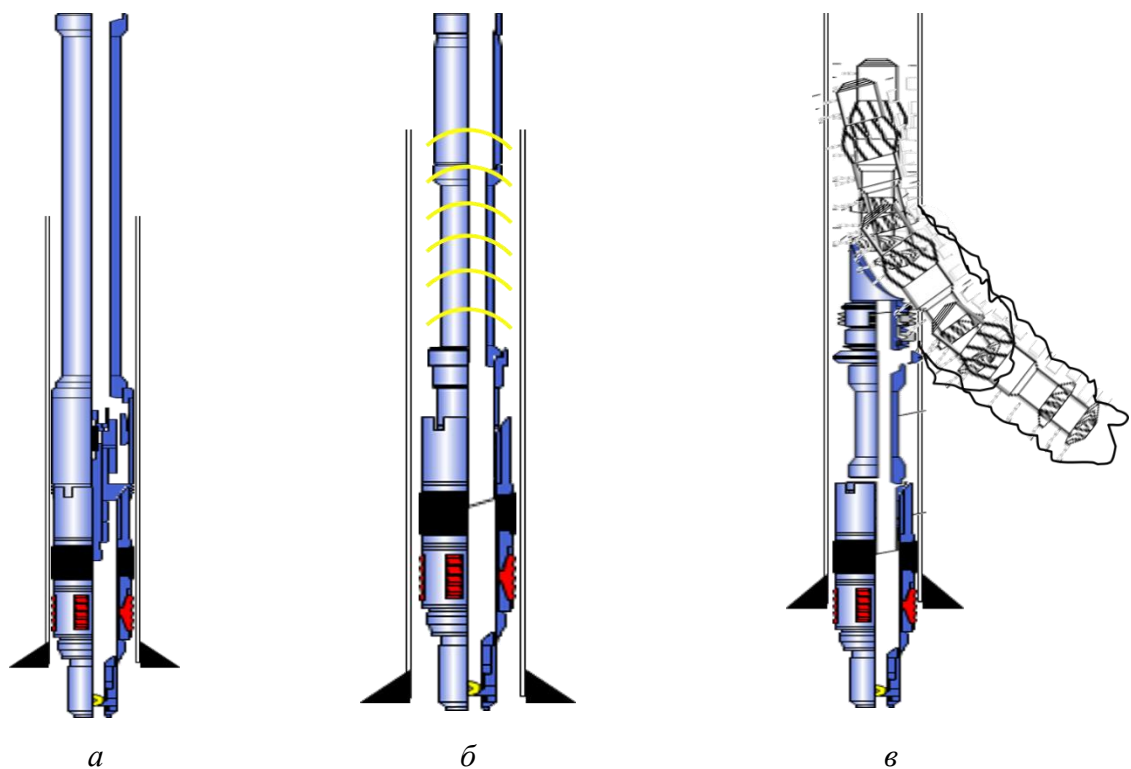
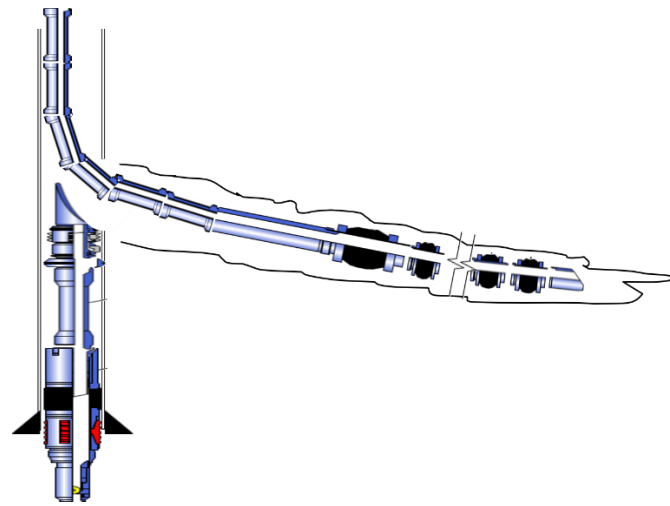
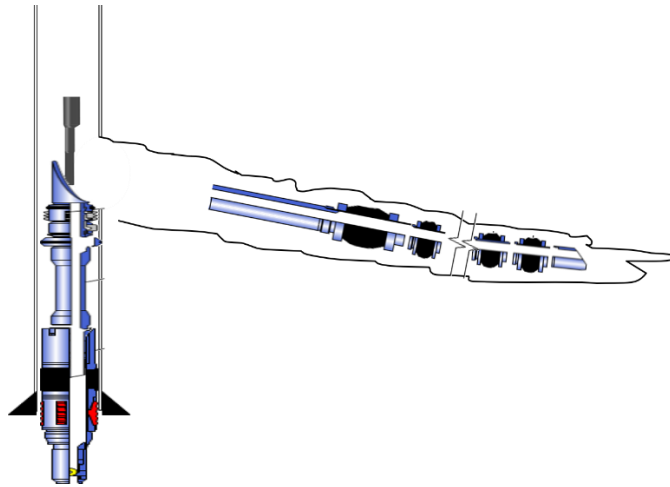


Рисунок 2.3 (а – в) – Последовательность строительства и заканчивания бокового ствола скважины:

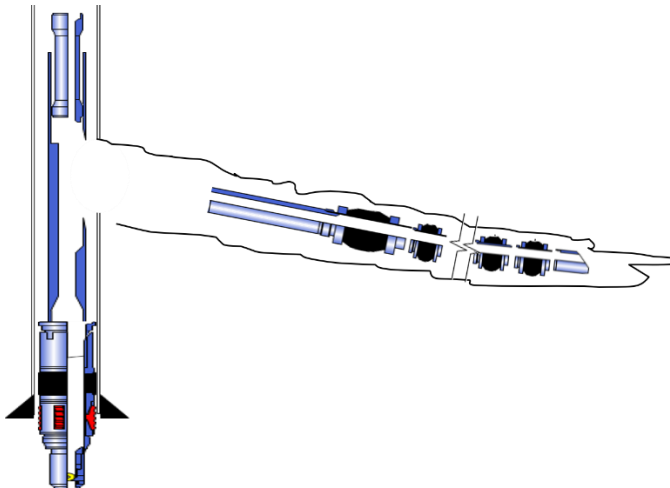
- а* – установка пакер-якоря с разрывным диском;
- б* – рейс на ориентацию компоновки;
- в* – вырезка окна бокового ствола.



z



d



e

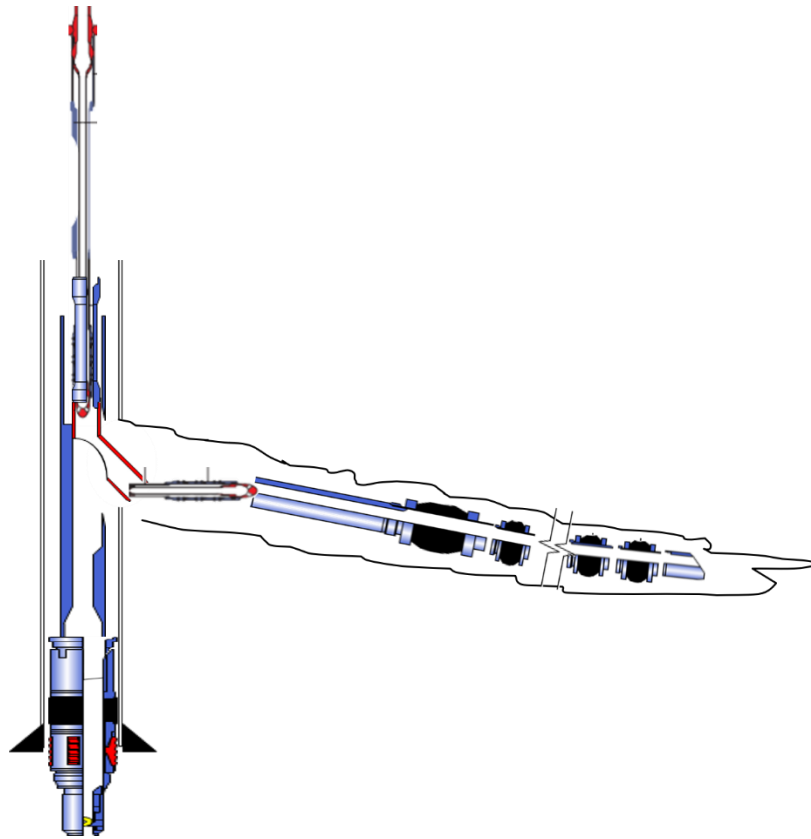
Рисунок 2.3 (г – е) – Последовательность строительства и заканчивания бокового ствола скважины:

z – спуск хвостовика в боковой ствол;

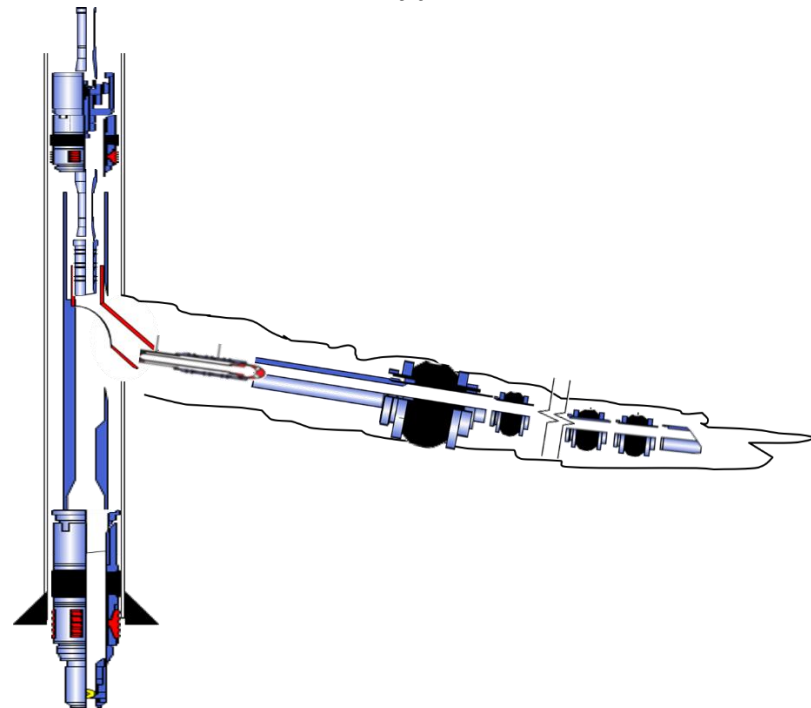
d – извлечение клина;

e – спуск шаблона Rapid X.





ж



з

Рисунок 2.3 (ж, з) – Последовательность строительства и заканчивания бокового ствола скважины:

ж – установка коннектора Rapid X;

з – установка верхнего пакера заканчивания модели Quantum.

Для интенсивного термобарического воздействия задача оставления работоспособным материнского ствола является актуальной, поэтому

строительство второго ствола скважины по заданному профилю, а также заканчивание скважины должно пройти через следующие основные стадии:

– установку пакер-якоря с разрывным диском (глубина установки пакер-якоря выбирается на основе локатора муфт с учётом следующих условий: сухари и пакерующий элемент пакера не должны быть установлены в муфте обсадной колонны (ОК); окно в обсадной колонне должно быть вырезано между муфт, иначе вероятны проблемы при фрезеровании);

– рейс на определение ориентации пакер-якоря (необходимое оборудование: ориентационный стингер - резьба 3-102, муфта вверх; СБТ - 89 мм; забойная телесистема - SLB D&M);

– фрезерование окна в ОК (необходимое оборудование: фрезеровочный якорь, шламоуловительный переводник, безопасный срезной переводник, клин-отклонитель, компоновка фрез, ЗТС, 3 свечи УБТ, срезной болт для клина, подъемный патрубок 3-102, безопасный хомут);

– спуск хвостовика, оборудованного фильтром, в боковой ствол (необходимое оборудование: нефтеразбухающие пакеры с накрученными на фильтры переводниками, водоразбухающий пакер, установочная втулка с полированной поверхностью и переводником на раздувной пакер, спусковой инструмент для хвостовика, 1.75” шар для активации установочного инструмента);

– извлечение клина (необходимое оборудование: ловильный крючок для извлечения клина, ловильный колокол, забойная телесистема);

– спуск шаблона Rapid X (оборудование: шар Ø19 мм, компоновка экстендера со специальным подъёмным патрубком, эксплуатационный якорь, компоновка шаблона со спускным инструментом, инструмент для извлечения шаблона, УБТ для создания необходимого веса на якорь);

– установка коннектора Rapid X (оборудование: уплотнительная компоновка, подгоночные патрубки НКТ 73 мм VAM TOP, компоновка коннектора со спускным инструментом, стингер внутренней колонны, подгоночные патрубки НКТ 48 мм, подъемный патрубок 89 мм 3-102, шар

Ø12.7мм, УБТ в вертикальной секции скважины, телесистема, НУБТ, безопасные хомуты на 73 мм НКТ, посадочные пластины на этот же размер);

– установка верхнего пакера заканчивания модели Quantum (оборудование: 102 мм уплотнительная компоновка с переводником на НКТ гладкая, НКТ заказчика, компоновка верхнего пакера заканчивания, НКТ гладкая вниз, муфта вверх);

– спуск электроцентробежного или винтового насоса в боковой ствол скважины.

### **2.1.2 Подбор малогабаритного эксплуатационного оборудования для бокового ствола скважины с дуальной системой стволов**

Для эксплуатации продуктивных пластов по предлагаемому методу термобарического воздействия в скважинах с дуальной системой стволов предпочтительней использовать малогабаритные электроцентробежные и винтовые насосы, в частности, линейку малогабаритного оборудования компании «Новомет» [113].

Компанией «Новомет» для эксплуатации насосного оборудования в боковых стволах в колоннах диаметром 114 мм для НКТ 89 мм разработаны установки габарита 2 и 2А. Максимальный внешний диаметр установки габарита 2 составляет 55 мм, максимальный внешний диаметр для установки 2А – 68 мм.

Предлагается использовать систему Colibri ESP – насосные установки, монтируемые на грузонесущем кабеле без подъема колонны НКТ. Для монтажа и извлечения системы ColibriESP требуется только армированный грузонесущий кабель. Операции по монтажу и спуску могут проводиться также с помощью оборудования для геофизических исследований, спускаемого на геофизическом тросе. УЭЦН Colibri не нуждается в бригаде подземного ремонта и громоздком спускоподъемном оборудовании. Такая конструкция позволяет быстро возобновить добычу, без глушения скважины.

В компоновке установки можно использовать разработанные компанией «Новомет» вентильные двигатели с частотой вращения от 6000 об/мин до 10000 об/мин для энергоэффективных насосных систем сверхмалых габаритов (55 мм). Они применимы на скважинах с высоковязкой нефтью и нестабильной подачей, а также позволяют сократить затраты на электроэнергию при подъёме жидкости до 30% по сравнению с использованием асинхронного вентильного двигателя. При этом КПД двигателя остаётся достаточно высоким – от 85% до 90%.

После проведения периодического прогрева призабойной зоны вертикального (материнского) ствола скважины во второй (боковой) ствол предлагается спускать электроцентробежные насосы ЭЦН и винтовые насосы ВВН габарита 2, 2-А. Ожидаемые дебиты по жидкости для месторождений Самарской области, которые рассматривались в качестве потенциальных объектов внедрения метода термобарического воздействия в скважинах с дуальной системой стволов, составляют:

для Стреловского месторождения

$$q_{50} = 52 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для Волгановского месторождения

$$q_{60} = 70 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для Аксёновского месторождения:

$$\text{Балтийский купол } q_{50} = 67 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$\text{Восточно–Мазуровский купол } q_{50} = 10,5 \text{ м}^3/\text{сут};$$

$$\text{Аксёновско–Мазуровский купол } q_{60} = 96 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Нижние индексы в обозначении дебита  $q$  соответствуют оптимальным температурам прогрева ( $^{\circ}\text{C}$ ), которые определены в разделе 3.2 настоящей работы.

Для Стреловского месторождения предлагается использовать насос ЭЦН 2-56Э-1203. Данный насос при номинальной подаче в  $56 \text{ м}^3/\text{сут}$  развивает напор в 1203 м с количеством ступеней 381. Характеристика данного насоса и его частотный график показаны на рисунках 2.4 и 2.5 соответственно.

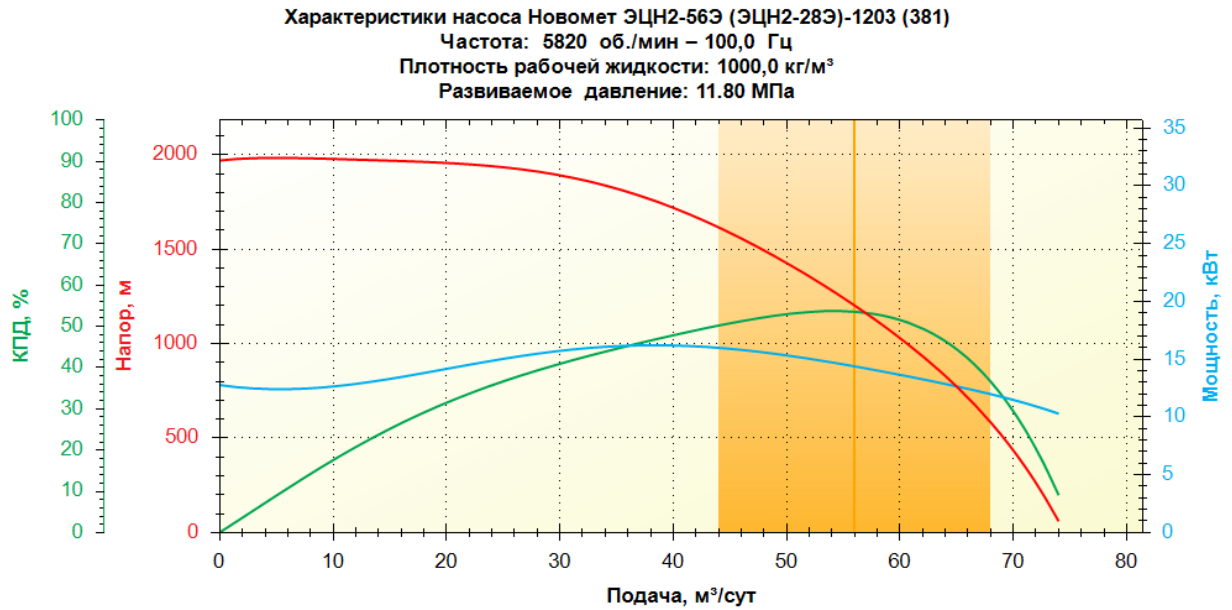


Рисунок 2.4– Характеристика насоса ЭЦН 2-56Э-1203

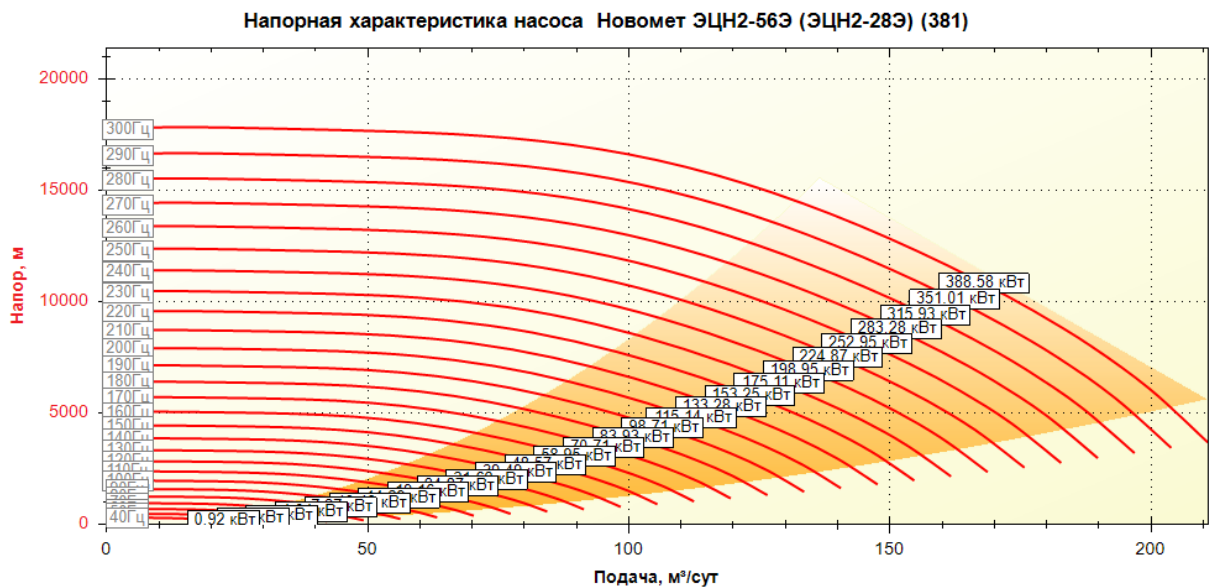


Рисунок 2.5– Напорная характеристика насоса ЭЦН 2-56Э-1203

Для Волгановского месторождения и Балтийского купола Аксёновского месторождения предлагается использовать винтовой насос ВВН 2А-70Э-1206. Данный насос при номинальной подаче в 70 м<sup>3</sup>/сут развивает напор в 1206 м с количеством ступеней 233. Характеристика данного насоса и его частотный график показаны на рисунках 2.6 и 2.7 соответственно.

Характеристики насоса Новомет ВВН2А-70Э (ВВН2А-50Э)-1206  
 Модуль-секции (количество ступеней): 3 + 2 + 4 (233)  
 Содержание КВЧ, мг/л: 1000 мг/л  
 Коррозионностойкость: для среднеагрессивных сред при г/л H<sub>2</sub>S(0,01)+CO<sub>2</sub>(1,45)+Cl(200)  
 или H<sub>2</sub>S(1,25)+CO<sub>2</sub>(0,01)+Cl(200)  
 Тип сборки: Пакетная  
 Частота: 4035 об./мин – 69,0 Гц  
 Плотность рабочей жидкости: 1000,0 кг/м<sup>3</sup>  
 Развиваемое давление: 11.83 МПа

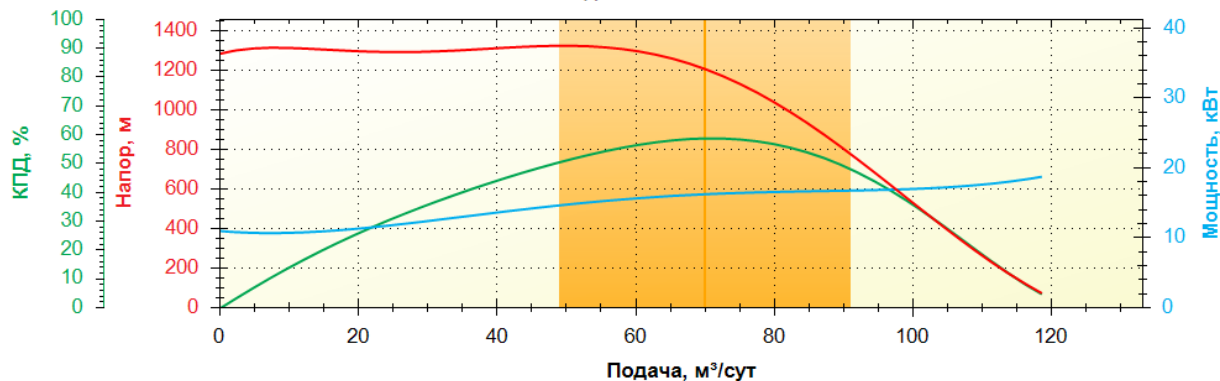


Рисунок 2.6– Характеристика насоса ВВН 2А-70Э-1206

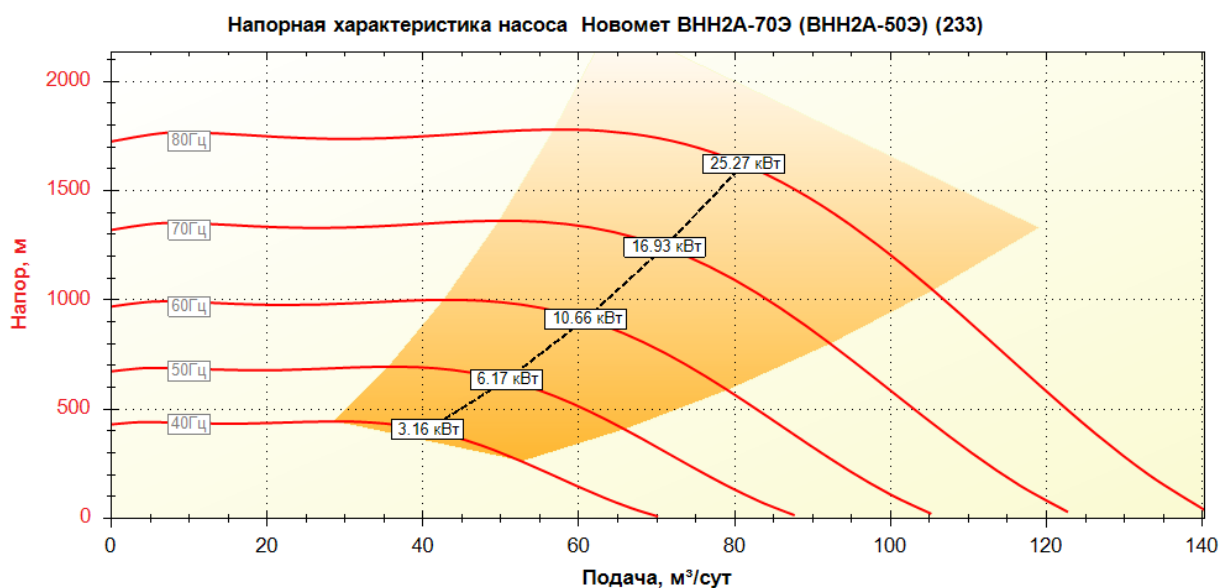


Рисунок 2.7– Напорная характеристика насоса ВВН 2А-70Э-1206

Для Аксёновского месторождения (Восточно–Мазуровский купол) предлагается использовать винтовой насос ВВН 2А-20Э-1204. Данный насос при номинальной подаче в 20 м³/сут развивает напор в 1204 м с количеством ступеней 472. Характеристика данного насоса и его частотный график показаны на рисунках 2.8 и 2.9 соответственно.

Характеристики насоса Новомет ВНН2А-20Э-1204  
 Модуль-секции (количество ступеней): 3,5 + 3,5 + 3,5 + 3,5 (472)  
 Содержание КВЧ, мг/л: 1000 мг/л  
 Коррозионностойкость: для среднеагрессивных сред при г/л H<sub>2</sub>S(0,01)+CO<sub>2</sub>(1,45)+Cl(200)  
 или H<sub>2</sub>S(1,25)+CO<sub>2</sub>(0,01)+Cl(200)  
 Тип сборки: Пакетная  
 Частота: 2910 об./мин – 50,0 Гц  
 Плотность рабочей жидкости: 1000,0 кг/м<sup>3</sup>  
 Развиваемое давление: 11.81 МПа

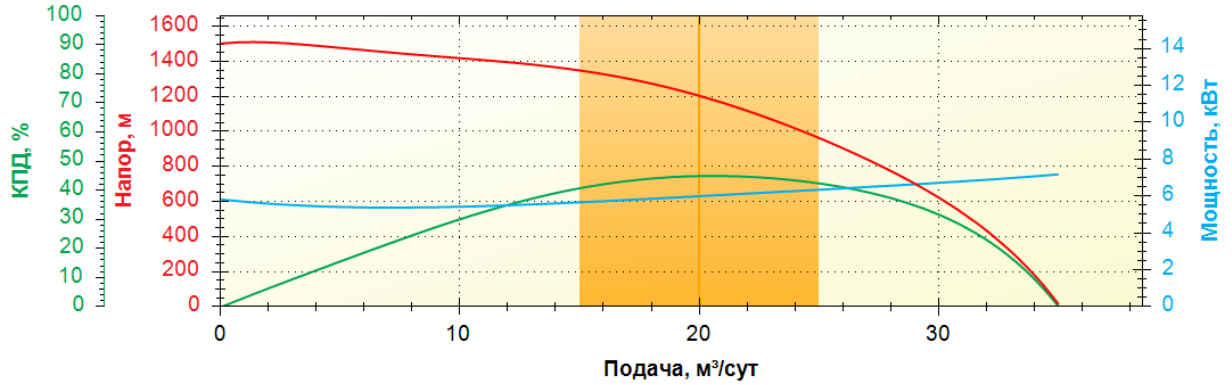


Рисунок 2.8 – Характеристика насоса ВВН 2А-20Э-1204

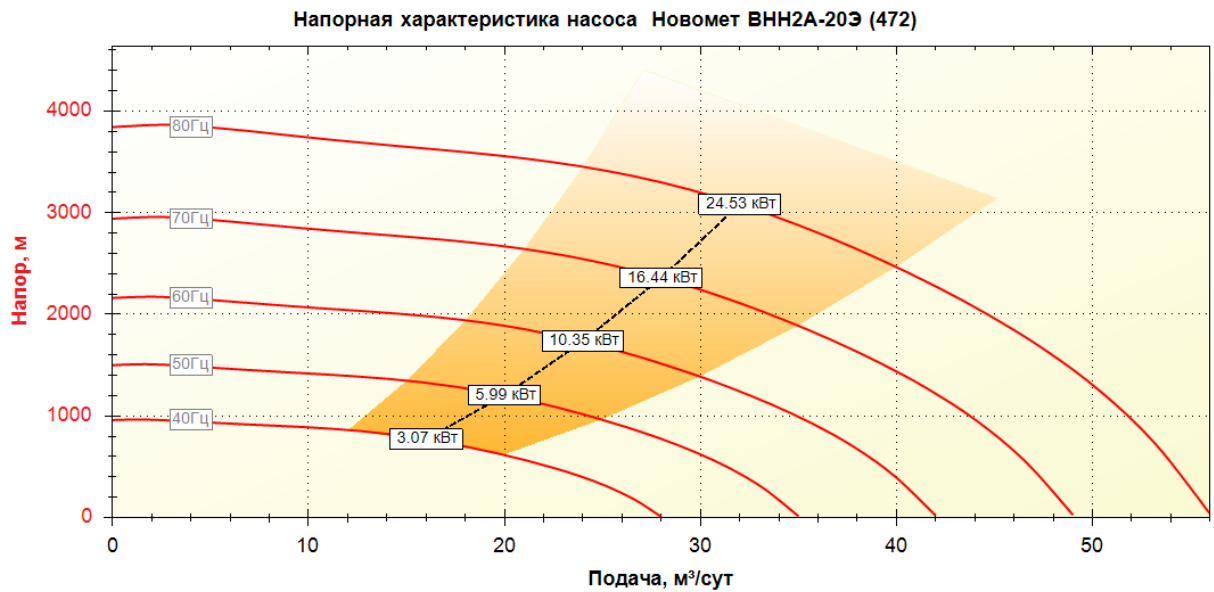


Рисунок 2.9 – Напорная характеристика насоса ВВН 2А-20Э-1204

Для Аксёновского месторождения (Аксёновско–Мазуровский купол) предлагается использовать насос ЭЦН 2А-100Э-1209. Данный насос при номинальной подаче в 100 м<sup>3</sup>/сут развивает напор в 1209 м с количеством ступеней 611. Характеристика данного насоса и его частотный график показаны на рисунках 2.10 и 2.11 соответственно.

Характеристики насоса Новомет ЭЦН2А-100Э (пакет)-1209  
 Модуль-секции (количество ступеней): 3 + 3 + 3 + 4 + 4 + 4 + 4 + 4 (611)  
 Содержание КВЧ, мг/л: 1000 мг/л  
 Коррозионностойкость: для высокоагрессивных сред при г/л H<sub>2</sub>S(1,25)+CO<sub>2</sub>(1,45)+Cl(200)  
 Тип сборки: Пакетная  
 Частота: 2830 об./мин – 49,0 Гц  
 Плотность рабочей жидкости: 1000,0 кг/м<sup>3</sup>  
 Развиваемое давление: 11.86 МПа

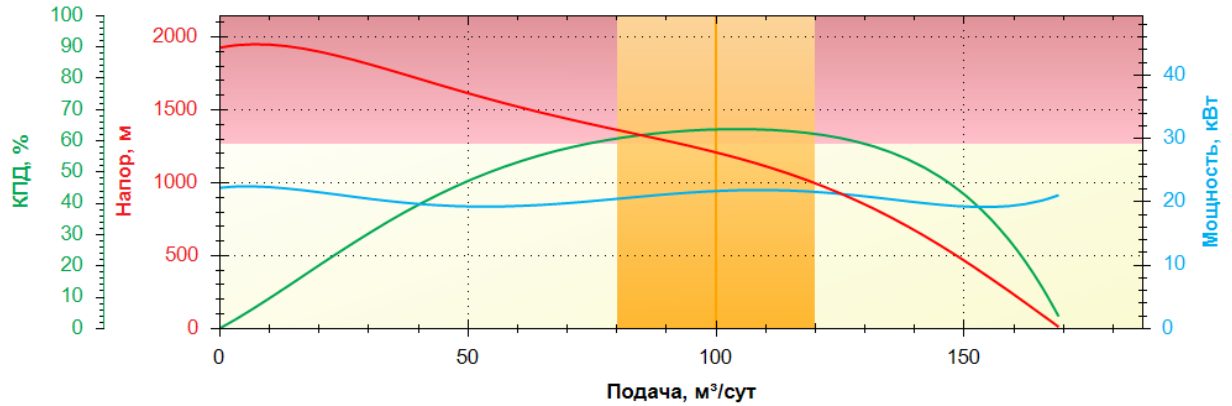


Рисунок 2.10– Характеристика насоса ЭЦН 2А-100Э-1209

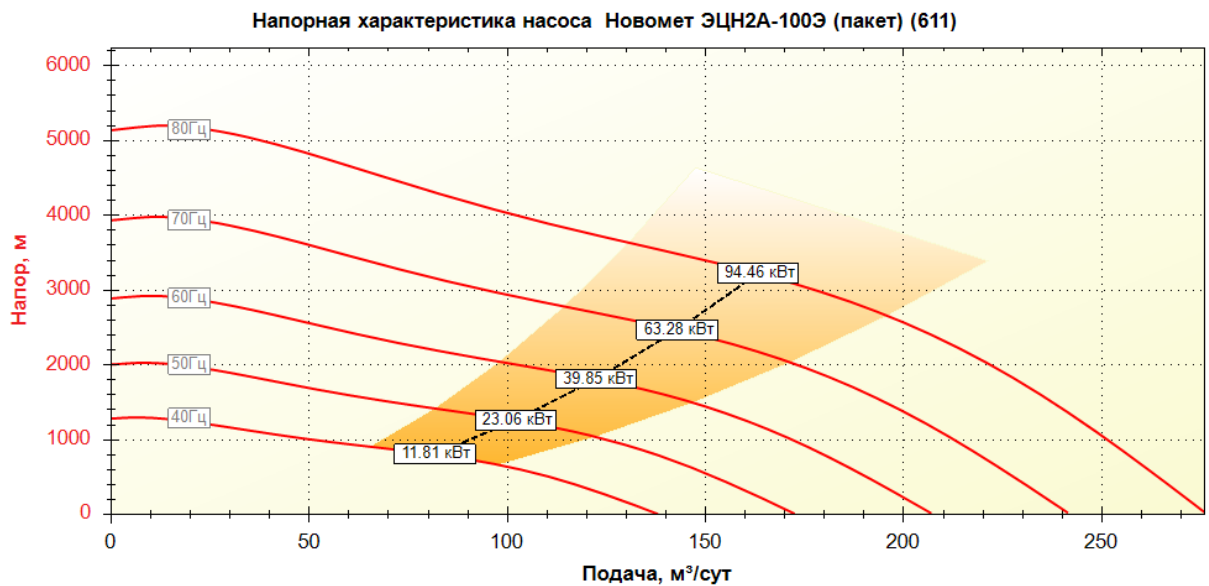


Рисунок 2.11 – Напорная характеристика насоса ЭЦН 2А-100Э-1209

Для подбора предлагаемых насосов и получения уточняющей графики в ходе исследования была использована программа «Novomet ESP Calculator». Данная программа находится в открытом доступе в сети Интернет и ориентирована на специалистов, работающих с характеристиками ЭЦН и ВВН [114]. Программа содержит каталог оборудования и позволяет в режиме реального времени построить необходимые кривые характеристик ступени и насоса на изменяющиеся условия работы.



Главное окно программы состоит из двух вкладок.

Первая вкладка - «Характеристика насоса» - была использована непосредственно для работы с характеристиками ЭЦН и ВВН, при этом объектом манипулирования служили такие параметры, как частота, количества оборотов в минуту, количество ступеней и напор насоса, а также плотность перекачиваемой среды.

Вторая вкладка - «Частотный график» - отображает изменение напорной кривой ступени в зависимости от заданных пределов частоты с выбранным шагом изменения частот. Масштабированные построения как результат использования программы «Novomet ESP Calculator» представлены на рисунках 2.5, 2.7, 2.9, 2.11.

### **2.1.3 Оборудование для технологии газодинамического разрыва пласта**

Для создания сетки трещин по технологии газодинамического разрыва пласта в скважине с дуальной системой стволов предлагается использовать малогабаритный аппарат комплексного воздействия МКАВ2–43 и генератор с регулируемым импульсом давления комбинированный ПГРИ-50К-52. Данное оборудование позволяет провести совмещение операций по вскрытию пласта и созданию сетки трещин от газодинамического воздействия через колонну НКТ с проходным диаметром 60 мм, а значит, осуществить периодическую операцию по тепловому и физико-химическому воздействию на призабойную зону вертикального (материнского) ствола без подъёма насосного оборудования из бокового ствола.

В рассматриваемых аппаратах соединены два модуля, состоящие из оборудования для кумулятивной перфорации и газодинамического воздействия [115] (рисунок 2.12).



Рисунок 2.12 – Аппараты малогабаритные комплексного воздействия:  
*a* – МКAB2–43;  
*б* – ПГРИ-50К-52.

Основные технические характеристики аппаратов МКAB2 – 43 и ПГРИ-50К-52 приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Технические характеристики малогабаритных аппаратов МКAB2 – 43 и ПГРИ-50К-52

Параметр	МКAB2–43	ПГРИ-50К-52
Наружный диаметр, мм, не более	43	52
Внутренний диаметр НКТ, мм, не менее	60	62
Гидростатическое давление, МПа, не более	100	80
Температура, °С, не более, при времени пребывания:		
- в течение 2 ч	200	170
- в течение 72 ч	110	-
Максимальное количество кумулятивных зарядов, одновременно спускаемых в скважину, шт	100	-
Плотность перфорации, отв./м	20	-
Масса взрывчатого вещества одного кумулятивного заряда, г, не более (ЗКУ40 \ ЗКУ50)	8	-
Средняя глубина пробиваемого канала при отстреле по комбинированной мишени, мм, не менее (ЗКУ40 \ ЗКУ50)	500	-
Среднее значение диаметра входного отверстия в мишени, мм, не менее (ЗКУ40 \ ЗКУ50)	7,4	-
Максимальное количество твердотопливных зарядов, одновременно спускаемых в скважину, шт	10	10
Масса взрывчатого вещества одного твердотопливного заряда, кг	0,7	3,7
Длина твердотопливного заряда, мм,	350	-
Длина аппарата, м, не более	12	12

Принцип действия малогабаритного комплексного аппарата воздействия МКАВ2–43 основан на срабатывании взрывного патрона, после чего детонирующий шнур инициирует кумулятивные заряды (КЗ) и зажигает заряды из ВЭКС. Скорости процессов детонации и горения различаются по времени на три порядка, в результате чего к моменту начала горения зарядов генераторного модуля в породе-коллекторе уже сформируются перфорационные каналы от кумулятивных зарядов. В конструкции комплексного аппарата использованы перфораторные модули на основе испытанных и нашедших широкое применение перфораторов ПРКУ40, ПРКУ50 [99] и Link компании DYNA Energetics (Германия) [98,116]. Генераторный модуль функционирует по принципу, реализованному в твердотопливных генераторах давления ПГД-42Т и ПГД-170МТ с зарядами ВЭКС типа СГС и СКАТ. В итоге, осуществляя работу через колонну НКТ, можно совместить операции вскрытия и газодинамического воздействия на пласт с образованием сетки искусственных трещин [116].

#### **2.1.4 Типовая конструкция скважины с дуальной системой стволов**

Для реализации периодического термобарического воздействия на продуктивный пласт, а также создания сетки трещин вокруг вертикального (материнского) ствола скважины по технологии ГДРП, периодического глубокого прогрева пласта посредством подземного парогазогенератора на монотопливе и последующего отбора продукции через второй (боковой) ствол для месторождений Самарской области рекомендуется строительство скважины с дуальной системой стволов (рисунок 2.13) со следующими типовыми габаритами:

1. Направление, диаметр колонны 426 мм.
2. Кондуктор, диаметр колонны 324 мм.
3. Технологическая колонна, диаметр колонны 245 мм.
4. Хвостовик вертикального ствола с фильтром в продуктивной части, диаметр колонны 168 мм.

5. Боковой ствол, хвостовик бокового ствола с фильтром в продуктивной части, диаметр колонны 114 мм, либо 127 мм.

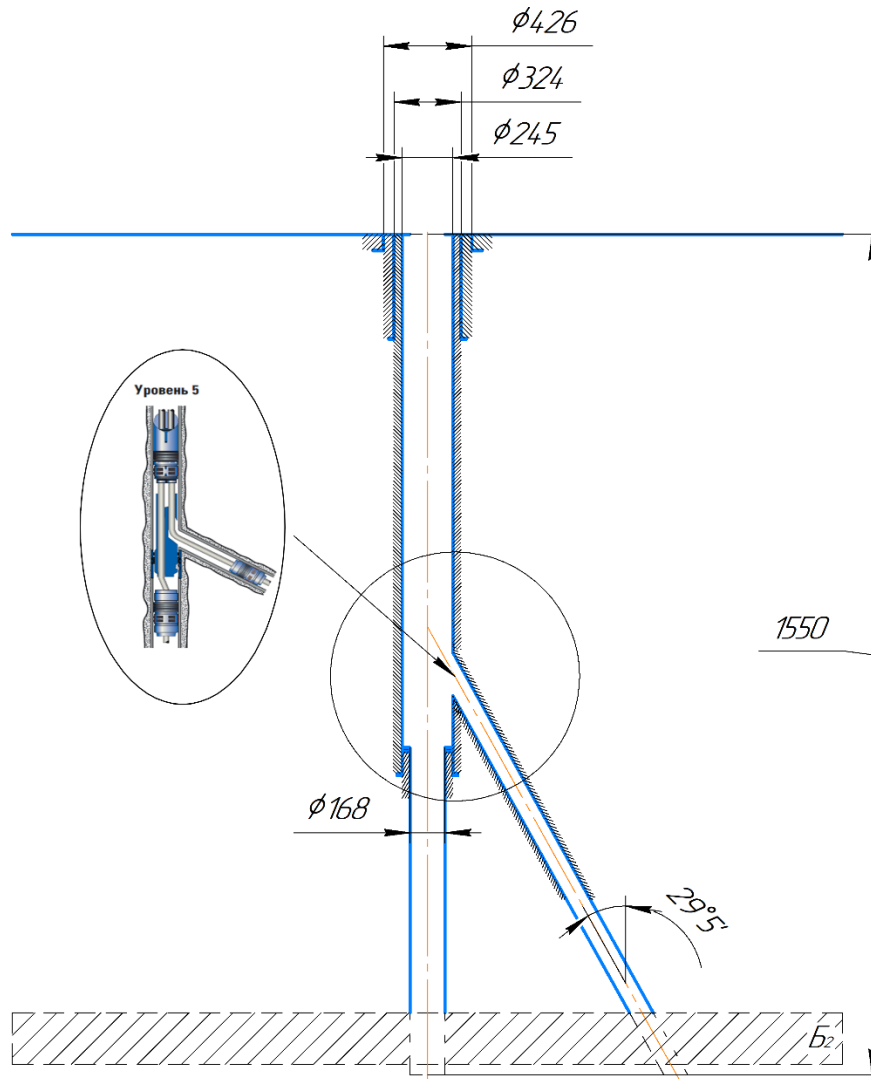


Рисунок 2.13 – Схема скважины с дуальной системой стволов

Данная конструкция учитывает одновременный спуск в вертикальный ствол скважины внутри НКТ малогабаритного аппарата комплексного воздействия МКВ2–43/ПГРИ-50К-52, либо парогазогенератора подземного, а также размещение в боковом стволе малогабаритного насосно-компрессорного оборудования.

После строительства и заканчивания скважины с дуальной системой стволов по технологии TAML 5 Rapid X™ компании Schlumberger в вертикальный и боковой стволы спускаются НКТ 89 мм. Герметичность и разобщение подвесок НКТ друг от друга осуществляется оборудованием заканчивания скважины.

Далее в боковой ствол скважины на НКТ спускается компоновка УЭЦН 2 габарита компании «Новомет» и фиксируется в посадочное седло, заранее установленное на НКТ.

Аналогично, в вертикальный ствол скважины на грузонесущем кабеле внутри НКТ 89 мм спускается поочередно сначала оборудование для газодинамического воздействия на пласт МКАВ2–43, либо ПГРИ-50К-52. После проведения ГДРП аппарат поднимается, и спускается подземный парогазогенератор на монотопливе (максимальный диаметр установки составляет 52 мм).

Ниже более подробно описан один из вариантов реализации метода термобарического воздействия на конкретном примере пласта Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения Самарской области.

План работ по строительству проектной скважины на указанный объект сгенерирован в программном обеспечении «Бурсофтпроект». Для уточнения уровня заканчивания вертикального и бокового стволов скважины с учётом расположения продуктивного пласта Б<sub>2</sub>, а также оптимизации точки вырезки окна бокового ствола использован геолого–технический наряд, выкопировка из которого представлена на рисунке 2.14.

В разрезе глубин от 1200 м до 1700 м выделяют три продуктивных пласта: А<sub>3</sub> (1240–1250 м), А<sub>4</sub> (1260–1280 м) и Б<sub>2</sub> (1595–1605 м). Оптимальный интервал вырезки окна бокового ствола находится в диапазоне глубин от 1290 м до 1400 м, который в меньшей степени подвержен разрушению. Данный интервал представлен карбонатными породами – известняками и доломитами.

Боковой ствол скважины представлен j-образным профилем с максимальной интенсивностью по зениту в 2 град/10 метров. Длина участка с максимальным углом искривления 94,5 м, остальной участок бокового ствола 252 м. Максимальное смещение забоя бокового ствола относительно забоя вертикального составляет 100 метров.

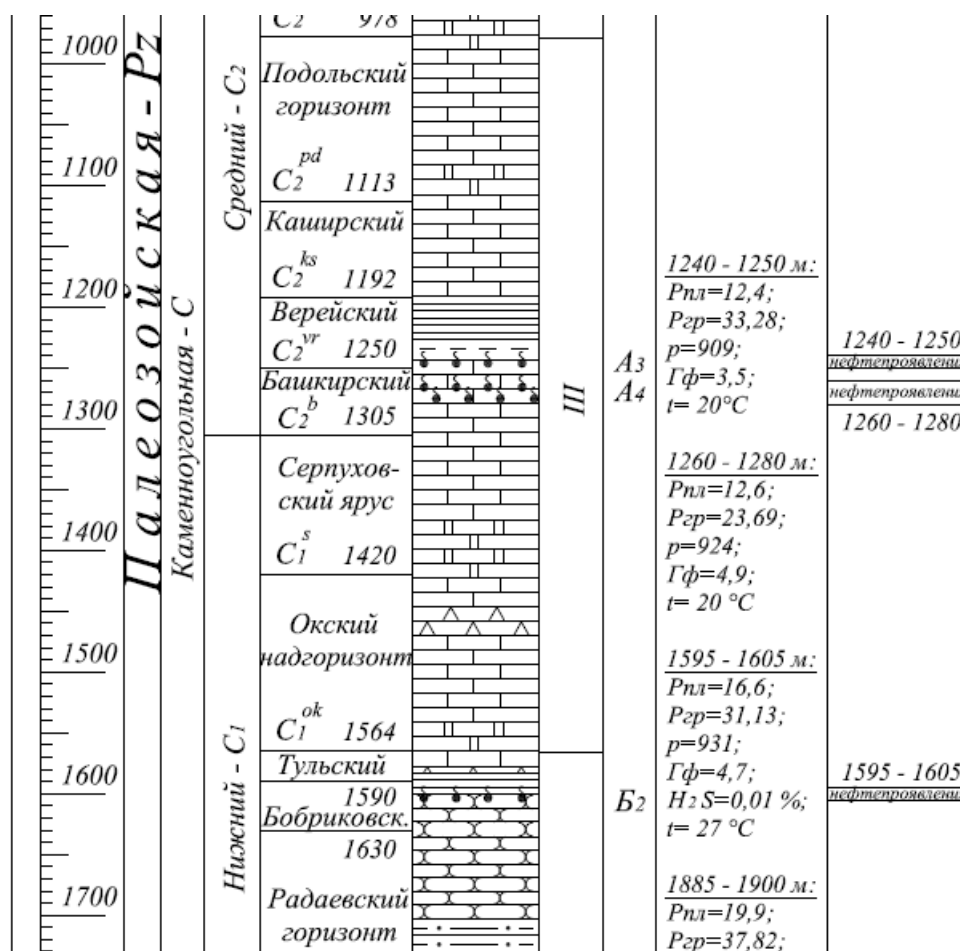


Рисунок 2.14 – Выкопировка из ГТН Стреловского месторождения

Схематично профиль скважины представлен на рисунке 2.15.

Вертикальный ствол как элемент конструкции скважины с дуальной системой стволов включает в себя:

направление, диаметр 324 мм – спуск на глубину 50 м;

техническую колонну, диаметр 245 мм – спуск на глубину 550 м;

эксплуатационную колонну, диаметр 178 мм – спуск на глубину 1310 м.

Заканчивание вертикального ствола производится спуском хвостовика-фильтра с диаметром 148 мм.

Планирование работ в обсадной колонне по строительству и заканчиванию бокового стола ориентировано на технологию российской компании ML ONE и заканчивание скважины по уровню TAML 3.

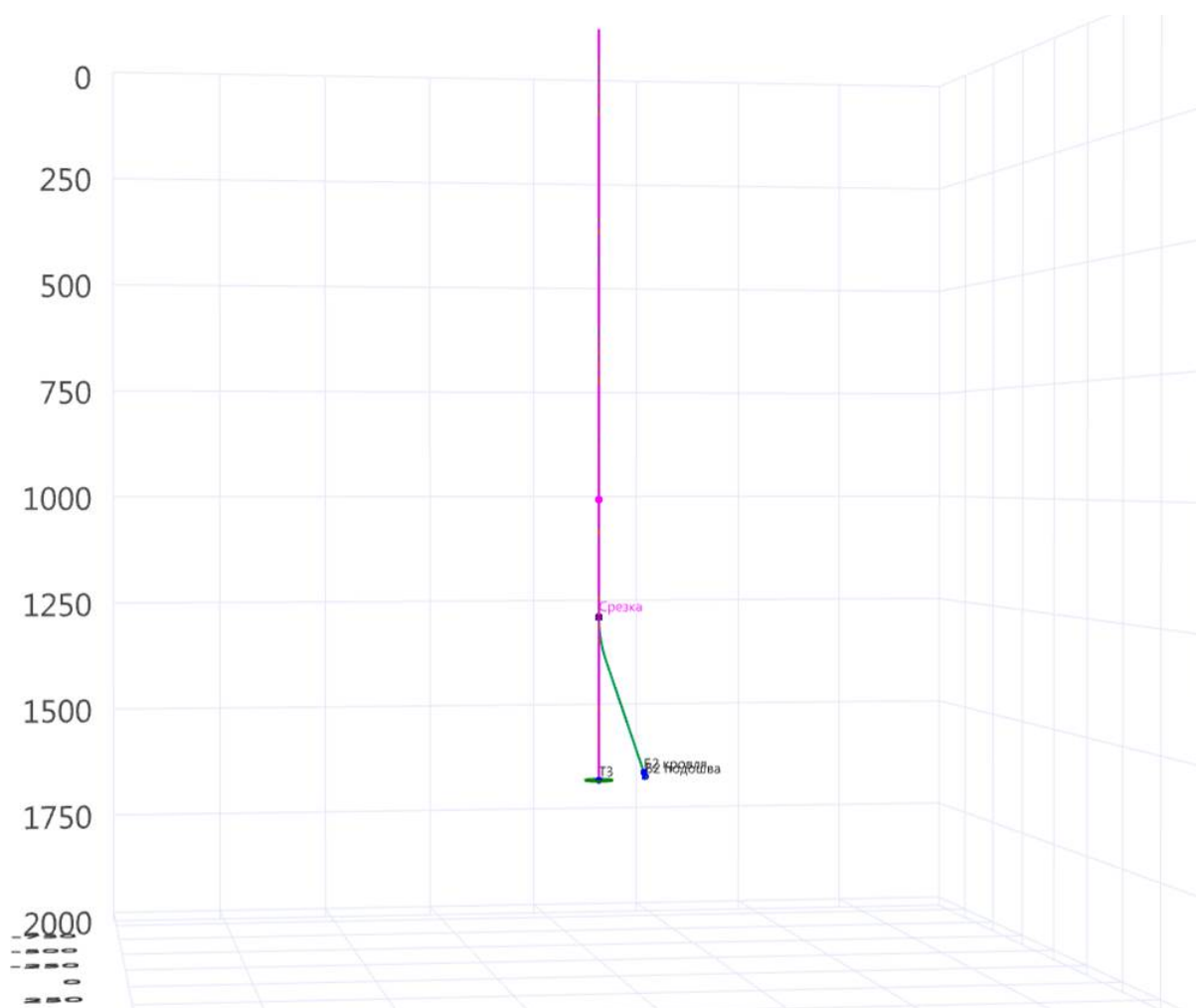


Рисунок 2.15 – Профиль скважины с дуальной системой стволов  
в условиях Стреловского месторождения

Алгоритм строительства и заканчивания скважины делится на следующие этапы:

1. Спуск хвостовика с ориентационным профилем и извлекаемым якорем для фиксации в интервале срезки окна бокового ствола.
2. Определение ориентации профиля (после подъёма спускового инструмента определяется фактическая ориентация системы с помощью автономного отклонителя).
3. Спуск извлекаемого клина-отклонителя и резка технологического кармана «шурфа» на глубине 1290 м.
4. Спуск буровой компоновки под строительство бокового ствола скважины с диаметром 114 мм – строительство бокового ствола.

5. После строительства бокового ствола – спуск хвостовик-фильтра с диаметром 102 мм, который фиксируется ниже уровня посадки клина-отклонителя.

6. Извлечение клина-отклонителя из обсадной колонны.

7. Установка системы заканчивания и сообщения двух стволов скважины ТАМЛ 3 и установка подвески в обсадной колонне.

Использование данной технологии обеспечивает возможность адресной доставки оборудования для термобарического воздействия и отбора продукции как в вертикальном, так и в боковом стволе скважины.

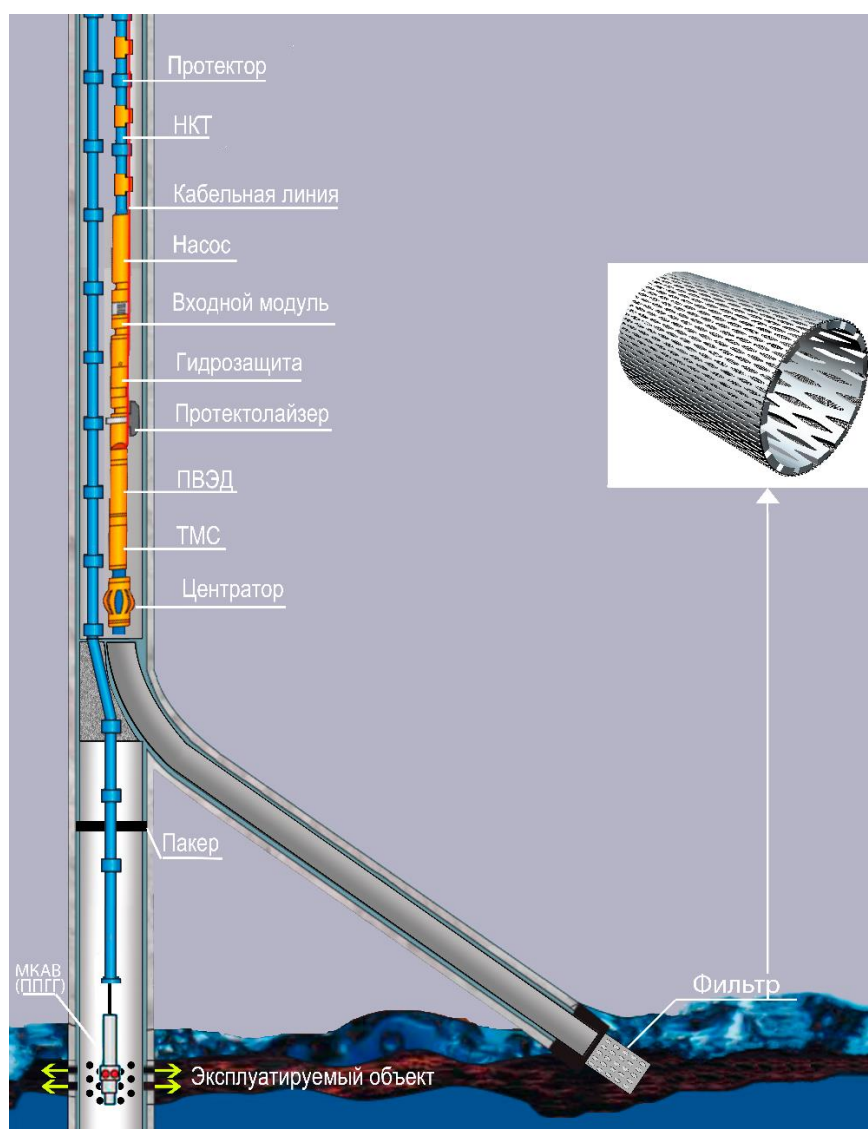


Рисунок 2.16 – Схема скважины с дуальной системой стволов в условиях Стреловского месторождения:

ПВЭД – погружной вентильный электродвигатель; ТМС – телеметрическая система; МКАВ/ППГТ – малогабаритный аппарат комплексного воздействия (при осуществлении прогрева – парогазогенератор); НКТ – насосно-компрессорные трубы



Для обвязки устья скважины с дуальной системой стволов, оборудованной винтовым или электроцентробежным насосом, пригодна арматура АУШ-ОРЭ для отдельно-раздельной эксплуатации, позволяющая регулировать режим работы скважины, осуществлять термобарическое воздействие, промывку стволов и исследование.

Подвеска арматуры позволяет крепить два типа насосно-компрессорных труб: НКТ-73 и НКТ-48 (рисунок 2.17).

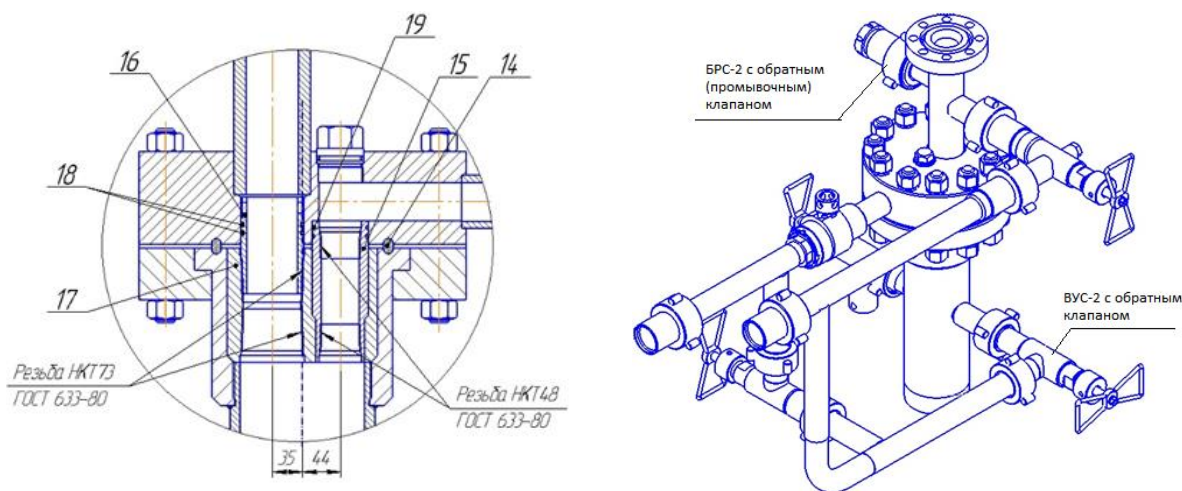


Рисунок 2.17 – Арматура устьева для отдельно-раздельной эксплуатации АУШ-ОРЭ скважины с дуальной системой стволов

В качестве оборудования для газодинамического разрыва пласта предлагается использовать малогабаритный аппарат комплексного воздействия МКАВ2–43 или генератор с регулируемым импульсом давления комбинированный ПГРИ-50К-52, сведения о которых приведены в разделе 2.1.3.

С целью прогрева пласта в скважину на грузонесущем геофизическом бронированном кабеле общего назначения КГ 3х1,5-98-200 опускается парогазогенератор. Снаружи кабеля закреплены шлангокабели подачи воды и запального монотоплива. Парогазогенератор устанавливается на пакер при помощи узла стыковки. Шлангокабели пропускаются через планшайбу устьева арматуры и герметизируются сальниками.

Основные технические характеристики парогазогенератора приведены в таблице 1.3 диссертационной работы. Схема размещения оборудования в скважине с вертикальным стволом представлена на рисунке 2.18.

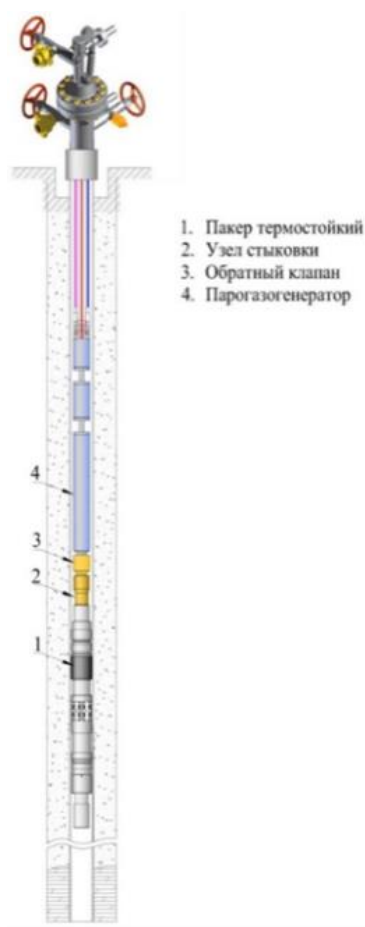


Рисунок 2.18 - Схема размещения внутрискважинного оборудования парогазогенератора

Для отбора продукции в скважину на порожних НКТ по плану спускается компоновка УЭЦН 2-56Э-1250 компании «Новомет» и фиксируется в посадочное седло.

Схема компоновки установки представлена на рисунке 2.20.

Напорная характеристика насоса представлена на рисунке 2.19 и подобрана с учетом планируемого оптимального дебита скважины по жидкости, равного  $56 \text{ м}^3/\text{сут}$ .

Габаритные размеры установки: насос ( $D$ ) – 55 мм, ПВЭД ( $D_{1,2}$ ) – 69 мм. Диаметр входного модуля и гидрозащиты аналогичен диаметру насоса – 55 мм. Максимальный диаметр установки, с учетом кабеля и протектолайзера составляет 69 мм. Максимальная длина установки – 15 м. Максимально

допустимое значение кривизны ствола скважины в зоне подвески и работы УЭЦН 2 габарита составляет  $0^{\circ} 342'$  на 10 м.

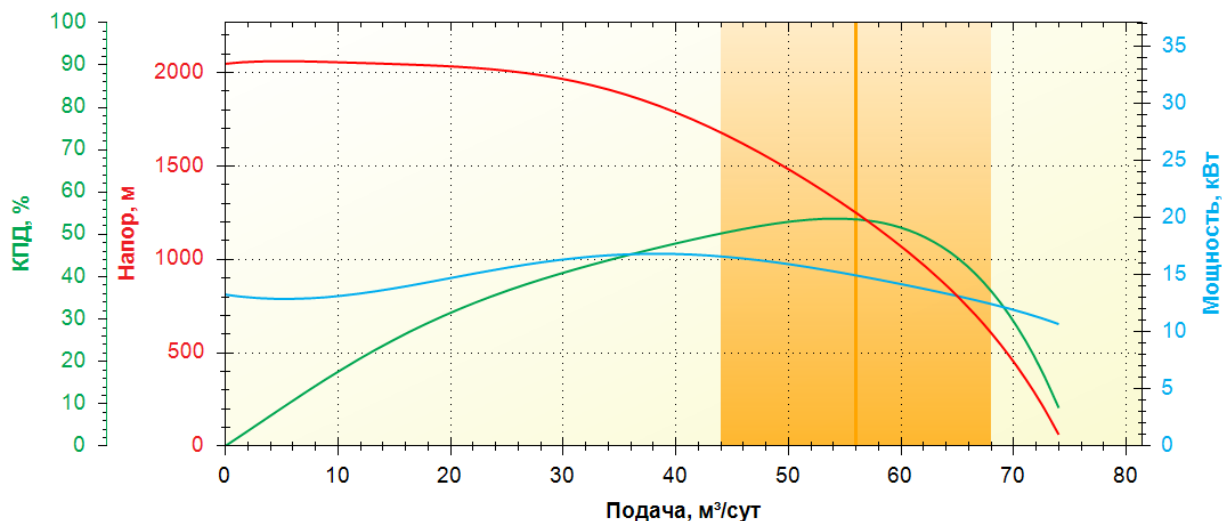


Рисунок 2.19 – Напорная характеристика насоса Новомет ЭЦН 2-56Э-1250

Для УЭЦН 2 габарита разработан узел смещения, который позволяет уменьшить габарит установки, тем самым – применять УЭЦН в эксплуатационных колоннах малого диаметра или в боковых стволах.

Для эксплуатации в скважинах со сверхнормативной кривизной ствола установка комплектуется гибкими межсекционными соединениями – муфтами. Применение гибкой муфты в составе УЭЦН позволяет:

- эксплуатировать УЭЦН в скважинах с темпом набора кривизны до  $6^{\circ}$  на 10 м длины в месте подвески УЭЦН;
- предотвратить отрицательное влияние сверхнормативной кривизны при спуске оборудования;
- предотвратить работу УЭЦН в напряжённо-деформированном состоянии в случаях, когда установка работает в зоне со сверхнормативной кривизной;
- снизить вероятность появления одностороннего износа внутренних частей оборудования и, тем самым, увеличить наработку.

Гибкие муфты обеспечивают герметичное гибкое шарнирное соединение установок электроцентробежных насосов с НКТ, а также НКТ между собой, что облегчает добычу пластовой жидкости из наклонно-направленных стволов скважин.

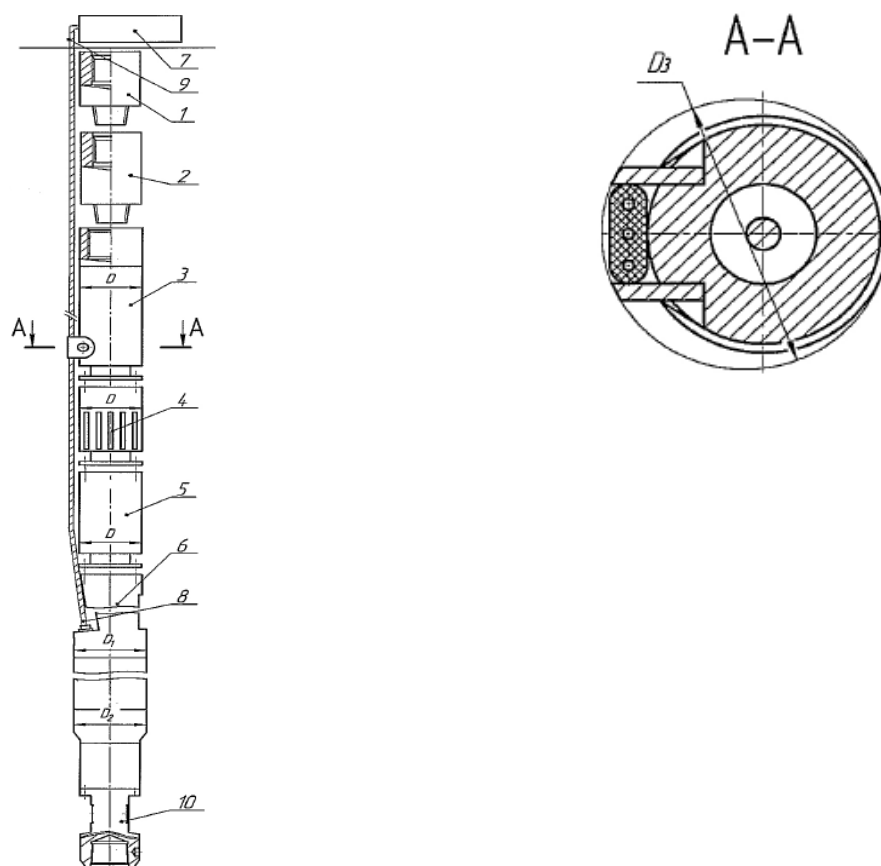


Рисунок 2.20 – Схема компоновки УЭЦН 2 габарита:

1 – клапан спускной; 2 – клапан обратный опрессовочный; 3 – насос; 4 – модуль входной; 5 – гидрозащита; 6 – погружной вентильный электродвигатель; 7 – наземное оборудование; 8 – кабельный удлинитель; 9 – кабельная линия; 10 – погружной блок с ТМС.

Спуск оборудования в скважину и проведение операций с целью создания сетки трещин вокруг вертикального (материнского) ствола по технологии ГДРП, периодического глубокого прогрева пласта  $B_2$  Стреловского месторождения и последующего отбора из него продукции рекомендуется осуществлять следующим образом.

В вертикальный ствол скважины внутри НКТ 73 мм спускается на грузонесущем геофизическом кабеле КГ 3x1,5-98-200 малогабаритный

аппарат комплексного воздействия МКАВ2–43 либо ПГРИ-50К-52 (ГДРП); далее после подъёма МКАВ2–43 / ПГРИ-50К-52 в вертикальный ствол также на геофизическом кабеле КГ 3х1,5-98-200 спускается подземный парогенератор (максимальный диаметр установки составляет 52 мм) для периодического теплового воздействия, а во второй колонне НКТ диаметром 48 мм, с целью отбора разогретой продукции, располагается малогабаритное глубинно–насосное оборудование ЭЦН 2-56Э-1250 с размещением насоса выше окна бокового ствола на 50-100 м.

Таким образом схема скважины с дуальной системой стволов в условиях Стреловского месторождения представлена на рисунке 2.21.

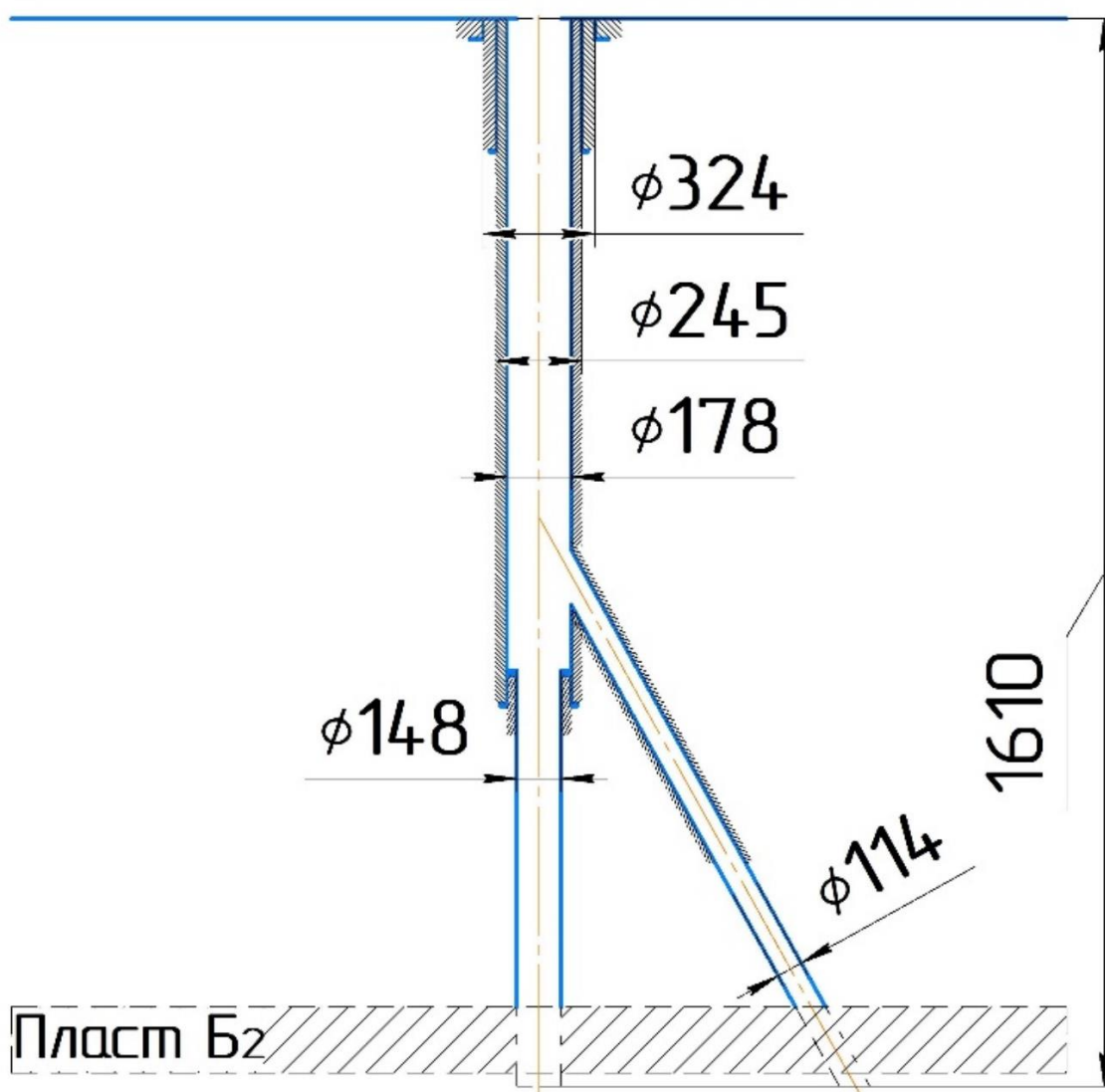


Рисунок 2.21 – Схема скважины с дуальной системой стволов в условиях Стреловского месторождения

## **2.2 Характеристика объектов термобарического воздействия (на примере нефтяных месторождений Самарской области)**

Потенциальными объектами строительства и эксплуатации скважин с дуальной системой стволов на территории Самарской области являются пласты месторождений северной группы, нефть которых характеризуется высокой вязкостью, содержит структурообразующие компоненты – асфальтены, смолы, парафин и, по аналогии с некоторыми месторождениями юго-восточного борта Мелекесской впадины, способна при течении в пористой среде проявлять свойства неньютоновской жидкости. Для расчёта производительности скважины с дуальной системой стволов в условиях неизотермической фильтрации высоковязкой нефти правомерно использовать математическую модель, учитывающую возможность неньютоновского поведения углеводорода в пористой среде. Входные данные в каждом конкретном случае должны отражать компонентный состав и физико-химические свойства нефти, а также дополняться результатами лабораторных экспериментов по определению её реологических параметров. Следует заметить, что такой подход относительно редко используется в стандартных процедурах гидродинамического моделирования.

### **2.2.1 Геолого–физическая характеристика Волгановского месторождения**

В административном отношении Волгановское месторождение нефти располагается в лесостепной зоне на границе Красноярского и Ставропольского районов Самарской области, в 60 км к северо-западу от областного центра г. Самара и в 40 км северо-восточнее г. Тольятти. Лесные массивы занимают до 30% территории. Свободные от леса участки в основном используются для сельскохозяйственных угодий.

В региональном тектоническом плане месторождение располагается в северо-восточной части Ставропольской депрессии (юго-запад Мелекесской впадины), которая на юге ограничивается Жигулевским валом, а на северо-

востоке примыкает к Сокской седловине в районе Елховско-Боровской антиклинальной складки. Здесь же трассируется южный борт Серноводско-Абдулинской впадины.

Для исследования был выбран терригенный пласт Б<sub>2</sub> бобриковского горизонта, насыщенный нефтью, вязкость которой в пластовых условиях согласно проекту составляет 52,59 мПа·с. Плотность пластовой нефти 882,0 кг/м<sup>3</sup> (тяжёлая), давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 5,36 МПа, газосодержание при однократном разгазировании – 15,10 м<sup>3</sup>/т.

После расчёта дифференциального разгазирования: плотность нефти 903,0 кг/м<sup>3</sup> (битуминозная), газосодержание – 12,48 м<sup>3</sup>/т, объёмный коэффициент – 1,039, динамическая вязкость разгазированной нефти – 234,50 мПа·с.

Газ, выделившийся из нефти при дифференциальном разгазировании, относится к «сухим», «не горючим», с преобладанием содержания азота+редкие (58,05%), с незначительным содержанием сероводорода (0,94%), с промышленным содержанием гелия (0,036%), а также с небольшим содержанием этана (11,14%). Мольное содержание: углекислого газа – 2,60%, метана – 20,90%, пропана – 3,63%, высших углеводородов (пропан + высшие) – 6,37%. Относительная плотность газа по воздуху – 0,961, теплотворная способность газа – 20577 кДж/м<sup>3</sup>.

По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 2,88%), смолистая (12,53%), парафинистая (5,22%). Объёмный выход светлых фракций при разгонке до 300 °С – 26,0%.

Сводная геолого-физическая характеристика залежей продуктивных пластов Волгановского месторождения представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Волгановского месторождения

№№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивные пласты		
			А-3	А-4	Б-2
	1	2	3	4	5
1	Средняя глубина залегания кровли	м	1301	1318	1690,3

## Продолжение таблицы 2.2

	1	2	3	4	5
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-1129,9	-1140,6	-1530
3	Тип залежи		пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая
4	Тип коллектора		карбонатный	карбонатный	терригенный
5	Площадь нефтеносности	тыс.м <sup>2</sup>	1638	187	1933(В <sub>1</sub> )/470(В <sub>2</sub> )
6	Средняя общая толщина	м	6,6	2,6	5,9(В <sub>1</sub> )/2,9(В <sub>2</sub> )
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	3,3	1,9	5,1(В <sub>1</sub> )/2,5(В <sub>2</sub> )
8	Коэффициент пористости	доли ед.	0,14	0,20	0,27
9	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,79	0,87	0,83
10	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	0,126	0,891	3,458
11	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,5	0,74	0,87
12	Расчленённость	ед.	4,4	2	1,7
13	Начальная пластовая температура	°С	28	28	33
14	Начальное пластовое давление	МПа	13	13,4	17,4
15	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	15,91	6,2	52,59
16	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,872	0,825	0,882
17	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,892	0,854	0,903
18	Объёмный коэффициент нефти	доли ед.	1,036	1,068	1,039
19	Содержание серы в нефти	%	2,91	2,31	2,88
20	Содержание парафина в нефти	%	5,2	5,03	5,22
21	Давление насыщения нефти газом	МПа	3,9	4,6	5,36
22	Газосодержание	м <sup>3</sup> /т	10,03	22,4	12,48
23	Содержание сероводорода	%	0,78	0,36	0,23
24	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,33	1,33	1,26
25	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	1,153	1,1517	1,1649
26	Сжимаемость				
27	нефти	1/МПа×10 <sup>-4</sup>	7,79	9,57	7,65
28	воды	1/МПа×10 <sup>-4</sup>	2,81	2,81	2,49
29	породы	1/МПа×10 <sup>-4</sup>	9,77	6,84	5,39
30	Коэффициент вытеснения (водой)	доли ед.	0,528	0,606	0,623
31	Коэффициент продуктивности	м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	0,7		33,01

\* - параметры пласта по категориям В<sub>1</sub>/В<sub>2</sub>

## 2.2.2 Геолого–физическая характеристика Стреловского месторождения

Стреловское месторождение нефти расположено в административных границах Самарской области, в 130 км к северо-северо-востоку от г. Самара.

В регионально-тектоническом плане развития палеозойских отложений район месторождения приурочен к юго-восточному борту Мелекесской впадины, находясь в зоне сочленения её с Сокской седловиной, примыкающей с юга, и Южно-Татарский сводом – на востоке. Формирование локальных структур палеозойского возраста протекало под влиянием тектонических элементов второго порядка. С юга участок месторождения ограничивается Серноводско – Абдулинским авлакогеном субширотного



простирается, с юго-запада на северо-восток простирается Волго-Сокская палеовпадина, с северо-запада на юго-восток – Усть-Черемшанский палеопргиб Камско-Кинельской системы прогибов. В структуре участка по поверхности фундамента отчётливо выражен субмеридионально ориентированный грабен общей шириной 1700-1800 м. Наиболее заметно грабен проявлен в пределах северной ступени на площади Стреловского месторождения. Здесь он имеет чёткие бортовые разломы с амплитудой около 40-50 м. Восточный бортовой разлом проходит в непосредственной близости от скважин Мамыковская-86 и Мамыковская-87, западный - восточнее скважин Ахметьевская-98 и Стреловская-77. Максимальная глубина залегания фундамента в этом сегменте от минус 2150 м до минус 2180 м характерна для его западной части, на широте южного купола Ахметьевской площади. Северная ступень фундамента отделяется от его центральной ступени субширотным разломом, вдоль которого трассируется серия куполов Стреловской площади.

В пределах Стреловского месторождения залежи нефти выявлены в пластах  $B_2$  бобриковского горизонта,  $B_0$  тульского горизонта нижнекаменноугольного терригенного нефтегазоносного комплекса (НГК), в пласте  $A_4$  окско-башкирского карбонатного НГК и в пласте  $A_3$  верейского терригенно-карбонатного НГК. Всего выявлено 4 объекта, включающих 12 продуктивных залежей:

- на Ахметьевском поднятии пласты  $A_3$ ,  $A_4$ ,  $B_2$ ;
- на Стреловском поднятии пласты  $A_3$ ,  $A_4$ ,  $B_0$ ,  $B_2$  (р-он скв. 76),  $B_2$  (р-он скв. 77);
- на Мамыковском поднятии пласты  $A_4$  (р-он скв. 86),  $A_4$  (р-он скв. 87),  $B_2$  (р-он скв. 86),  $B_2$  (р-он скв. 87).

Нефть пласта  $B_2$  относится к средним по плотности (0,907-0,940 г/см<sup>3</sup>), а по вязкости – к высоковязким (104,1-595,3 мПа·с).

Давление насыщения при пластовой температуре 28-31°С изменяется по куполам в пределах от 2,5 до 4 МПа; газовый фактор - от 7,7 до 12,2 м<sup>3</sup>/т.

После дифференциального разгазирования при рабочих условиях сепарации плотность нефти составляет 0,904-0,946 г/см<sup>3</sup>, газовый фактор – 7,1-9,3 м<sup>3</sup>/т. Растворённый газ характеризуется высоким содержанием азота (44,84-56,1%). Мольное содержание метана составляет 15,3-15,76 %, этана 9,53-15,39%, высших углеводородов (C<sub>3</sub>+высшие) – 13,65-17,39%. Плотность смеси газов составляет 1,051-1,087, теплотворная способность - 6212-7726 ккал/м<sup>3</sup>.

По товарной характеристике нефти пласта относятся к высокосернистым (4,6-4,7%), парафинистым (2,9-4,16 %), смолистым (10,0-15,6%). При разгонке до 300 °С выход светлых фракций составил 27-40%.

Сводная геолого-физическая характеристика залежей продуктивных пластов Стреловского месторождения представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.3 –Геолого–физическая характеристика продуктивных пластов Стреловского месторождения

Параметры	Ахметьевское поднятие			Стреловское поднятие					Мамыковское поднятие			
	А <sub>3</sub>	А <sub>4</sub>	Б <sub>2</sub>	А <sub>3</sub>	А <sub>4</sub>	Б <sub>0</sub>	Б <sub>2</sub>		А <sub>4</sub>		Б <sub>2</sub>	
							р-он скв. 76	р-он скв. 77	р-он скв. 87	р-он скв. 86	р-он скв. 87	р-он скв. 86
Средняя глубина залегания, м	1092	1116	1427	1090	1110	1404	1422	1393	1116	1050	1349	1418
Абсолютная отметка ВНК, м	-970.4	-998	-1291.5	-982.5	-1006.8	-1287	-1318.6	-1304.6	-997	-997	-1281.4	-1279.3
Тип залежи	пластово-сводовая	массивная	массивная	пластово-сводовая	массивная	пластово-сводовая	пластово-сводовая	пластово-сводовая	массивная	массивная	пластово-сводовая	пластово-сводовая
Тип коллектора	карбонат.	карбонат.	терриген.	карбонат.	карбонат.	терриген.	терриген.	терриген.	карбонат.	карбонат.	терриген.	терриген.
Площадь нефтеносности, тыс. м <sup>2</sup>	1660	2061	1674	4207	6310	2457	4082	953	785	878	527	721
Средняя эффективная общая толщина, м	15.2	23.9	7.1	18.9	40.2	6.8	32.6	12.7	22.4	19.1	14.2	2.9
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	5	12.9	2.4	3.6	8.4	3.5	10.3	9	10.1	8	3.4	1.3
Коэффициент пористости, доли ед.	0.14	0.18	0.23	0.13	0.14	0.23	0.24	0.22	0.16	0.14	0.28	0.26
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.79	0.88	-	0.8	0.85	0.89	0.93	0.9	-	-	0.94	0.9
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.79	0.88	0.85	0.8	0.85	0.89	0.93	0.9	0.86	0.89	0.94	0.9
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.79	0.88	0.85	0.8	0.85	0.89	0.93	0.9	0.86	0.89	0.94	0.9
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.066	0.277	0.374	0.09	0.090	0.374	0.526	0.526	0.198	0.067	2.059	1.041
Коэффициент песчанности, доли ед.	0.33	0.54	0.34	0.19	0.5	0.59	0.6	0.59	0.53	0.46	0.24	0.48
Расчленённость	4	6	8	4.5	15.1	3.8	7.5	7.3	4	9	3	1
Начальная пластовая температура, °С	26	26	28	26	26	28	28	28	26	26	28	28
Начальное пластовое давление, МПа	11.9	12	15.3	12	12.1	15.4	15.3	15.3	11.5	11.5	14.5	14.5
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	160.6	276.2	104.1	160.6	276.2	104.1	595.3	597.6	276.2	276.2	104.1	104.1
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0.919	0.943	0.907	0.919	0.943	0.94	0.94	0.954	0.943	0.943	0.907	0.907
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0.921	0.944	0.910	0.921	0.944	0.946	0.946	0.960	0.944	0.944	0.910	0.910
Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1.007	1.008	1.014	1.007	1.008	1.014	1.016	1.016	1.008	1.008	1.014	1.014
Содержание серы в нефти, %	3.7	4.6	4.6	3.7	4.6	4.6	4.68	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6
Содержание парафина в нефти, %	1.6	2.8	2.9	1.6	2.8	2.9	4.16	2.9	2.8	2.8	2.9	2.9
Давление насыщения нефти газом, МПа	2.2	2.5	4	2.2	2.5	4	2.56	4	2.5	2.5	4	4
Газосодержание нефти, м <sup>3</sup> /т	4.5	5.7	9.3	4.5	5.7	9.3	7.11	9.3	5.7	5.7	9.3	9.3
Содержание сероводорода, %	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.	отс.
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	1.3	1.3	1.4	1.3	1.3	1.4	1.4	1.4	1.3	1.3	1.4	1.4
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1.14	1.14	1.16	1.14	1.14	1.16	1.16	1.16	1.14	1.14	1.16	1.16
Сжимаемость, 1/МПа·10 <sup>-4</sup>												
нефти	1.4	1.4	1.5	1.4	1.4	1.5	1.5	1.5	1.4	1.4	1.5	1.5
воды	4.2	4.2	4.4	4.2	4.2	4.4	4.4	4.4	4.2	4.2	4.4	4.4
породы	1.5	1.5	1.6	1.5	1.5	1.6	1.6	1.6	1.5	1.5	1.6	1.6
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.389	0.471	0.54	0.389	0.438	0.561	0.587	0.587	0.445	0.441	0.643	0.603
Коэффициент продуктивности, м <sup>3</sup> /(сут·МПа)	0.027	0.021	0.04	0.04	0.019	0.018	0.041	0.041	0.014	0.014	0.046	0.046

### 2.2.3 Геолого–физическая характеристика Аксёновского месторождения

Аксёновское нефтяное месторождение находится на территории Аксёновского лицензионного участка в административных границах Самарской области.

В региональном тектоническом плане месторождение располагается в пределах Волго-Уральской антеклизы, на юго-восточном борту Мелекесской впадины. По отложениям нижнего карбона месторождение приурочено к северо-восточной бортовой зоне Усть-Черемшанского прогиба Камско-Кинельской системы прогибов. Тектоническое строение участка довольно сложное. Строение верхних маркирующих горизонтов не всегда соответствует строению глубоко залегающих отложений.

Рельеф кристаллического фундамента (отражающий горизонт «А») представляет собой слабо наклонённую на юго-запад (на 150-200 м) поверхность, разбитую системой разрывных нарушений.

Нефтеносность связана с отложениями верейского горизонта (пласт А<sub>3</sub>), бобриковского горизонта (пласт Б<sub>2</sub>) и турнейского яруса (пласт В<sub>1</sub>) нижнего карбона.

Всего выделено семь залежей нефти, приуроченных к четырём куполовидным поднятиям:

- 1) одна залежь пласта А<sub>3</sub> Аксёновско-Мазуровского купола;
- 2) три залежи пласта Б<sub>2</sub> Балтийского, Аксёновско-Мазуровского и Восточно-Мазуровского куполов;
- 3) три залежи пласта В<sub>1</sub> Балтийского, Аксёновского и Мазуровского куполов.

Залежи нефти терригенного пласта Б<sub>2</sub> отличаются благоприятными фильтрационно-емкостными свойствами. Основная по запасам залежь пласта Б<sub>2</sub> Аксёновско-Мазуровского купола (56% геологических и 68% извлекаемых запасов месторождения) характеризуется наилучшей структурой запасов: пористость 0,26 д.ед., проницаемость 1,782 мкм<sup>2</sup>, при вязкости нефти 116

мПа·с коэффициент подвижности составляет 0,015 мкм<sup>2</sup>/мПа·с. Залежи пласта Б<sub>2</sub> Балтийского и Восточно-Мазуровского куполов характеризуются более низкими фильтрационными свойствами: проницаемость 0,822 мкм<sup>2</sup> и 0,396 мкм<sup>2</sup>, коэффициент подвижности 0,002 мкм<sup>2</sup>/мПа·с и 0,001 мкм<sup>2</sup>/мПа·с, соответственно, что неблагоприятно сказывается на эффективности разработки.

### **Аксёновско-Мазуровский купол**

Физико-химические свойства нефти и растворённого газа пласта Б<sub>2</sub> Аксёновско-Мазуровского купола изучены по результатам исследования собственных 10 глубинных и 11 поверхностных проб. Подсчётные параметры, характеризующие свойства нефти, приняты по результатам исследования глубинных проб при дифференциальном разгазировании.

Нефть пласта Б<sub>2</sub> Аксёновско-Мазуровского купола тяжёлая и характеризуется высокой вязкостью 116,2 мПа·с с давлением насыщения нефти газом 4,6 МПа. По товарной характеристике нефть высокосернистая (массовое содержание серы 3,7 %), высокопарафиновая (7,4 %), смолистая (10,9 %).

Растворённый в нефти газ характеризуется высоким суммарным содержанием азота и углекислого газа (более 60 % мол.) и, согласно РД-39-0147035-225-88, считается негорючим.

Основные физико-химические свойства нефти следующие:

- плотность в стандартных условиях - 0,915 г/см<sup>3</sup>;
- пересчетный коэффициент - 0,972 д.ед.;
- объемный коэффициент – 1,029 д.ед.;
- газосодержание – 9,04 м<sup>3</sup>/т.

### **Восточно-Мазуровский купол**

По результатам исследования глубинных проб (с учётом проб из скважин Аксёновско-Мазуровского купола) методом однократного разгазирования давление насыщения нефти газом при пластовой температуре составляет 4,51 МПа, газосодержание 9,6 м<sup>3</sup>/т, плотность пластовой нефти

0,902 г/см<sup>3</sup> (тяжёлая), плотность дегазированной нефти 0,918 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти 137,85 мПа·с, объёмный коэффициент 1,032.

По результатам расчёта дифференциального разгазирования в рабочих условиях (с учётом проб из скважин Аксёновско-Мазуровского купола) плотность нефти 0,916 г/см<sup>3</sup>, газосодержание 9,0 м<sup>3</sup>/т, объёмный коэффициент 1,028.

Компонентный состав пластовой нефти следующий: метан – 1,85 %, этан – 1,07 %, пропан – 3,02 %, бутаны – 3,71%, пентан + высшие – 85,11 %, углекислый газ – 0,29 %, азот – 4,95 %, гелий - 0,005 %, молярная масса – 301,0 г/моль.

По товарной характеристике нефть тяжёлая, высоковязкая, высокосернистая, смолистая, высокопарафиновая.

### **Балтийский купол**

Глубинные пробы на Балтийском куполе отобраны из одной скважины, поверхностные пробы - из трёх скважин.

По результатам исследования глубинной пробы методом однократного разгазирования давление насыщения нефти газом при пластовой температуре составляет 2,68 МПа, газосодержание 4,9 м<sup>3</sup>/т, плотность пластовой нефти 0,926 г/см<sup>3</sup> (тяжёлая), плотность дегазированной нефти 0,937 г/см<sup>3</sup>, динамическая вязкость пластовой нефти 402,8 мПа·с, объёмный коэффициент 1,019.

По результатам расчёта дифференциального разгазирования в рабочих условиях плотность нефти 0,937 г/см<sup>3</sup>, газосодержание 4,7 м<sup>3</sup>/т, объёмный коэффициент 1,018.

Компонентный состав пластовой нефти следующий: метан – 0,54 %, этан – 0,64 %, пропан – 0,87 %, бутаны – 1,39%, пентан + высшие – 92,03 %, углекислый газ – 0,33 %, азот – 4,19 %, гелий - 0,002 %, молярная масса – 291,0 г/моль. Нефть разгонке не поддавалась.

По товарной характеристике нефть тяжёлая, высоковязкая, высокосернистая, смолистая, парафиновая.

Сводная геолого-физическая характеристика залежей продуктивных пластов Аксёновского месторождения представлена в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Геолого–физическая характеристика продуктивных пластов Аксёновского месторождения

№ пп	Параметры	A <sub>3</sub>	B <sub>2</sub>				B <sub>1</sub>				
		Аксёновско-Мазуровский	Балтийский		Аксёновско-Мазуровский	Восточно-Мазуровский	Балтийский		Аксёновский		Мазуровский
1	2	3	4		5	6	7		8		9
1	Категория запасов	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>
2	Средняя глубина залегания кровли, м	995.5-1074.5	1367.2-1485.6				1384.5-1523.6				
3	Тип залежи	пластово-сводовая литологически-экранированная	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая	массивная	пластовая сводовая	массивная		
4	Тип коллектора	карбонатные	терригенные				карбонатные				
5	Площадь нефтегазоносности, тыс. м <sup>2</sup>	3901	1687	1068	6049	952	1821	1054	1956	1030	761
6	Средняя общая толщина, м	23.7	24.9				61.4				
7	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	4.9	5.9	8.3	11.0	2.3	7.4	12.7	16.0	5.6	5.1
8	Коэффициент пористости, доли ед.	0.13	0.25		0.26	0.22	0.11		0.10		0.10
9	Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.72	0.89		0.91	0.83	0.88		0.83		0.88
10	Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0.259*	0.8218*		1.782*	0.3964*	0.0193*		0.0798*		0.0077*
11	Коэффициент песчаности/доля коллектора, доли ед.	0.3	0.7				0.5				
12	Расчленённость	2.6	3.6				10.6				
13	Начальная пластовая температура, °С	26.0	28.5		29.3		31.0				
14	Начальное пластовое давление, МПа	11.6	16.6		16.4	16.6	17.6		16.9		
15	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа×с	160.6	402.8		116.2**	343.0***	80.4				
16	Плотность нефти в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>	0.919	0.926		0.902		0.892				
17	Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	0.921	0.937		0.915	0.916	0.911				
18	Абсолютная отметка ВНК, м	-1068.1	-1484.7		-1473.8	-1456.9	-1527.9		-1506.5		-1506.5
19	Объёмный коэффициент нефти, доли ед.	1.007	1.018		1.028		1.033				



## Продолжение таблицы 2.4

1	2	3	4	5	6	7	8
20	Содержание серы в нефти, %	3.5	3.9	3.7	4.2	4.9	3.3
21	Содержание парафина в нефти, %	-	5.2	7.4	4.6	3.0	4.8
22	Давление насыщения нефти газом, МПа	2.2	2.68	4.6	4.51	4.39	
23	Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	4.0	4.7	9.0		8.1	
24	Содержание сероводорода, %	-	0.01	0.07		0.01	
25	Вязкость воды в пластовых условиях, мПа×с	1.32	1.270				
26	Плотность воды в пластовых условиях, т/м <sup>3</sup>						
27	Плотность воды в поверхностных условиях, т/м <sup>3</sup>	1.096	1.367			1.145	
28	Средняя продуктивность, м <sup>3</sup> /сут·МПа	-	0.120		1.700		0.010
29	Сжимаемость, 1/МПа×10 <sup>-4</sup>						
	нефти	-	6.7			6.3	
	воды	4	4.3			4.3	
	породы	0.75	1.1	0.98		0.72	0.75
30	Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.292	0.484	0.550	0.362	0.418	0.339 0.380

\* - по ГИС

\*\*- значение вязкости принято по собственным пробам из скважин Аксеновско-Мазуровского купола

\*\*\*- значение вязкости принято по собственной пробе из скважины № 130 Восточно-Мазуровского купола

### **2.3 Аналитическая и экспериментальная оценка структурно-механических свойств высоковязкой нефти при неизотермической фильтрации**

Неоднократно доказано теоретически и экспериментально, что все высоковязкие и битуминозные нефти являются представителями неньютоновских систем. При фильтрации через пористую среду они характеризуются реологически сложным поведением и могут проявлять свойства вязко-пластичных, вязкоупругих, тиксотропных, реопектических жидкостей. Структурно-механические свойства высоковязкой нефти влияют на показатели фильтрации. Степень проявления этих свойств зависит от сочетания термобарических и геолого-физических факторов, которые в процессе разработки залежей не остаются постоянными. Чем больше в высоковязкой нефти компонентов, обладающих склонностью к образованию надмолекулярных «сеточных» структур (асфальтенов, смол, парафина), тем выше напряжение сдвига. Повышение прочности внутренней пространственной структуры осложняет вытеснение нефти из породы-коллектора и проявляется в аномалиях вязкости [117-119,120-123]. При различных сочетаниях давления и температуры, а также в зависимости от проницаемости пород асфальтены, смолы и парафины способны образовывать объёмные «сетки» коагуляционного и кристаллизационного типов, не одинаковые по прочности [124,125].

Общим для всех неньютоновских систем, включая нефть, обладающую структурно-механическими свойствами, является то, что они не подчиняется закону линейно-вязкой жидкости Ньютона [119,126-133, 134-135].

Представления о внутренней организации и особенностях поведения высоковязкой нефти как неньютоновской системы систематизированы в целом ряде источников [136-145,124,130]. Можно согласиться с тем, что асфальтено-смолистые вещества (АСВ) определяют неньютоновское поведение нефти в условиях, при которых температура пласта остаётся выше температуры насыщения нефти парафином. Специфика асфальтенов и смол как нанокolloидных компонентов заключается в том, что они, формируя

пространственную «сеточную» структуру, дольше остаются подвижными, влияя лишь на скорость фильтрации нефти к забоям добывающих скважин. Парафин формирует в нефти прочную объёмную структурную сетку кристаллизационного типа, что достаточно быстро приводит к полному прекращению фильтрации. Высоковязкие нефтяные системы с преобладанием асфальтенов и смол большей частью проявляют вязко-пластичные свойства. Это является следствием образования внутренней структуры коагуляционного типа [146-148].

Для моделирования напряжённо–деформированного состояния вязко-пластичных материалов предложены различные уравнения состояния. Полное подробное описание таких моделей дано в книгах [130,132,149-153] и статьях [154-157]. Реологическими исследованиями установлено отклонение от закона вязкого трения Ньютона, а именно: нарушение линейной зависимости между касательным напряжением и скоростью деформации сдвига, в частном случае – наличие критического напряжения сдвига. Такие эффекты сопровождают поток вязко-пластичной жидкости, склонной к образованию внутренней пространственной структуры, которая начинает разрушаться при увеличении напряжения. Наиболее популярными моделями, используемыми зарубежными специалистами для описания жидкостей с критическим напряжением сдвига, являются модели Бингама, Кассона и Хершеля–Бакли.

$$\tau = \tau_0 + \mu \cdot \dot{\gamma}, |\tau| \geq \tau_0 \text{ Bingham,} \quad (2.1)$$

$$\sqrt{\tau} = \sqrt{\tau_0} + \sqrt{\mu \cdot \dot{\gamma}}, |\tau| \geq \tau_0 \text{ Casson,} \quad (2.2)$$

$$\tau = \tau_0 + K \cdot \dot{\gamma}^n, |\tau| \geq \tau_0 \text{ Herschel-Bulkley,} \quad (2.3)$$

где  $\mu$  – динамическая вязкость;  $\dot{\gamma}$  – скорость сдвига, часто обозначаемая как  $dv/dy$ ;  $n$  – показатель степени, количественно выражающий меру отклонения движения жидкости от закона Ньютона;  $K$  – индекс консистенции, определяемый экспериментально.

В этих зависимостях для характеристики течения нефти как линейно вязко-пластичной жидкости используются два реологических параметра:

предельное напряжение сдвига  $\tau_0$  и пластическая (структурная) вязкость. Нефть сохраняет подвижность, только если действующие напряжения  $\tau$  больше напряжения сдвига  $\tau_0$ . В остальных случаях течение отсутствует,  $\dot{\gamma} = 0$ .

При нулевом значении  $\tau_0$  уравнение (2.3) трансформируется в зависимость Оствальда-де Ваале (Ostwald-de-Waale)

$$\tau = K \cdot \dot{\gamma}^n, \quad (2.4)$$

которая традиционно рекомендуется для описания псевдопластичного ( $n < 1$ ) и дилатантного ( $n > 1$ ) стационарных типов течения.

Во многих практически интересных случаях связь реологических параметров является более сложной, поскольку текучесть вязко-пластичной системы – это переменная характеристика, зависящая от скорости и продолжительности деформирования материала.

Авторами [124] предложена модель течения нелинейно вязко-пластичной нефти, обладающей двумя граничными напряжениями сдвига: напряжением  $\tau_r$ , контролирующим начало разрушения «сеточной» структуры, и напряжением  $\tau_m$ , контролирующим окончание её разрушения. Действие модели охватывает свободный объем капилляра или поры и не распространяется на течение нефти в непосредственной близости от стенок канала, где интенсивно протекают процессы структурной перестройки, приводящие к образованию граничных слоёв [158].

Графические зависимости, характерные для наиболее распространённых типов стационарно реологических углеводородных систем, схематично представлены на рисунке 2.22. Модели течения нелинейно вязко-пластичной нефти с двумя граничными напряжениями сдвига соответствует линия 5.

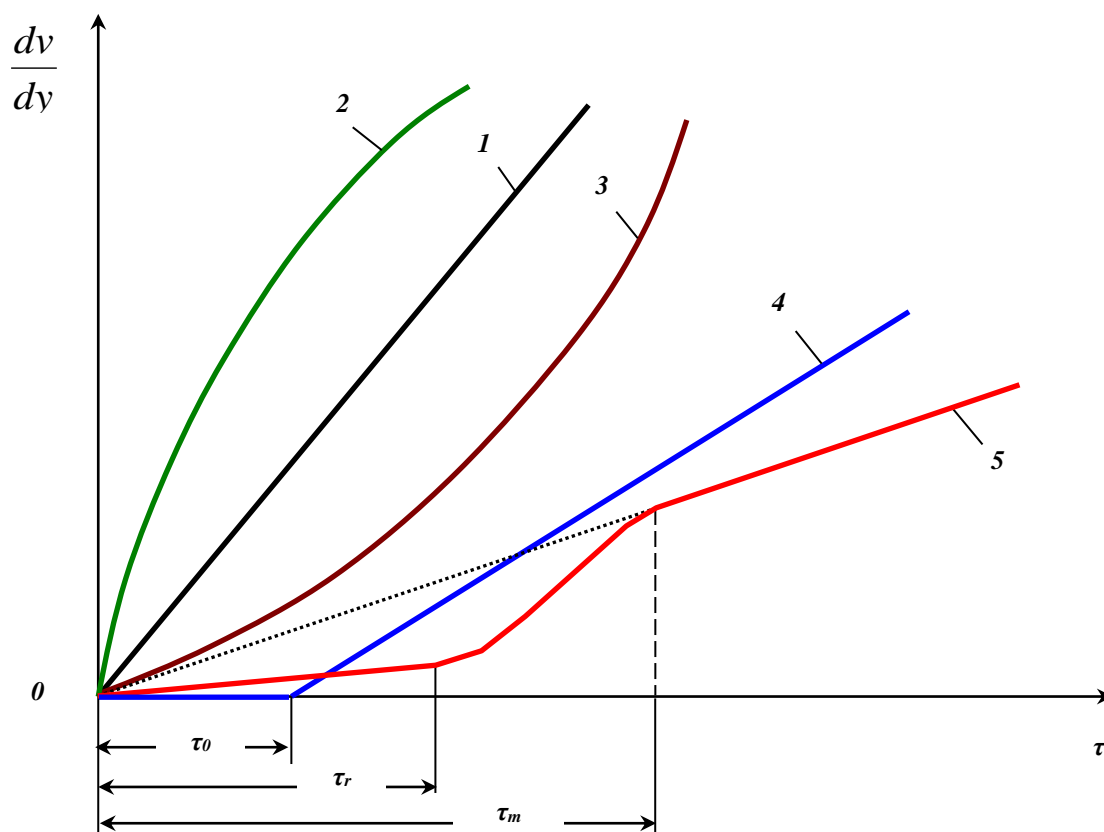


Рисунок 2.22 – Реологические кривые течения углеводородных систем (схематично):

1 – ньютоновская; 2 – дилатантная; 3 – псевдопластичная;  
4 – линейно вязко-пластичная; 5 – нелинейно вязко-пластичная

Асфальтены, смолы и парафины, входящие в состав нефти, образуют нано- и микроструктуры разных масштабов, которые взаимодействуют друг с другом и перестраиваются под влиянием внешних факторов. Динамические фазовые переходы в пластовых флюидах до критической точки начала разгазирования исследованы экспериментально физическими методами [159,144]. Доказано, что сменяющие друг друга состояния характеризуются различной степенью структурирования, чем и определяется сложное реологическое поведение нефти. Многообразием видов надмолекулярных структур вызваны нелинейные отклонения в поведении углеводородных систем не только от закона Ньютона, но и от закона Дарси.

Результаты фильтрационных экспериментов на образцах пористых сред [124,132,160-162] подтверждают, что прямая пропорциональная зависимость скорости фильтрации структурированной нефти от градиента давления в определенных изотермических условиях может не проявиться. Нелинейные

эффекты возникают в диапазоне малых градиентов давления, причём в условиях, когда подвижная водная фаза отсутствует, и нет предпосылок для выделения из нефти газа. На это обстоятельство следует обратить внимание, поскольку линейность закона Дарси – это аппроксимация, реализованная в большинстве гидродинамических симуляторов.

Для изотермических условий фильтрации проявление неньютоновских свойств нелинейно вязко-пластичной нефти зависит, главным образом, от проницаемости пласта, концентрации асфальтенов и смол, компонентного состава растворённого газа. При повышении или понижении температуры корреляция скорости фильтрации нефти и градиента давления подлежит уточнению.

Уместно подчеркнуть, что универсальная модель фильтрации нелинейно вязко-пластичной нефти в реальной пористой среде на сегодняшний день отсутствует. У высоковязкой нефти с доказанными неньютоновскими свойствами при одном и том же давлении структурообразующие компоненты могут взаимодействовать по-разному, что отражается на динамике пластовых потоков. Для корректного проведения фильтрационных расчётов проще всего задать значения граничных градиентов давления  $H_d$  и  $H_m$  - по аналогии с граничными напряжениями сдвига.

Аналитическая и экспериментальная оценка структурно-механических свойств проводилась с использованием образцов нефти терригенного пласта  $B_2$  месторождений Стреловское, Аксеновское и Волгановское.

Исследуемая нефть является высоковязкой, содержит большое количество структурообразующих компонентов – асфальтенов и смол (от 3,68 до 11,51% и от 9,47 до 13,1%, соответственно). Это даёт основание предположить у неё наличие нелинейно вязко-пластичных свойств.

С учётом геолого-физической характеристики пласта  $B_2$  Стреловского, Аксеновского и Волгановского месторождений были поставлены и проведены экспериментальные исследования влияния температуры на макрореологический параметр – динамическую вязкость образцов нефти.

Измерения проводились на лабораторном оборудовании: реометр Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH, Austria) в измерительной ячейке «плита-плита» PP50 при скорости сдвига от 0 до 100 с<sup>-1</sup>. Испытания осуществлялись в диапазоне температур от 28<sup>o</sup>C до 80<sup>o</sup>C. Общий вид прибора показан на рисунке 2.23, технические параметры приведены в таблице 2.5.



Рисунок 2.23 – Реометр Modular Compact Rheometer MCR52 (Anton Paar GmbH, Austria)

Таблица 2.5 – Краткая техническая характеристика прибора Modular Compact Rheometer MCR52

Параметр	Диапазон значений
Температурный диапазон, °C	-5 - +200
Система «плита-плита»,	50 мм
Минимальная угловая скорость, рад/с	1·10 <sup>-4</sup>
Максимальная угловая скорость, рад/с	314

Приготовленные образцы исследуемой нефти (в зависимости от вязкости образца и используемой системы – PP25, PP50) загружались в измерительную систему реометра. По результатам измерений строились графики в координатах  $\mu = f(r)$ ,  $\mu = f(T)$ , где  $\mu$  – динамическая вязкость, мПа·с,  $r$  – скорость сдвига, с<sup>-1</sup>,  $T$  – температура, °C. По данным графикам оценивалась динамическая вязкость при различных скоростях сдвига и температурах.

На рисунках 2.24 – 2.26 представлены термограммы вязкости нефти в зависимости от различных температур и изменения скорости сдвига.

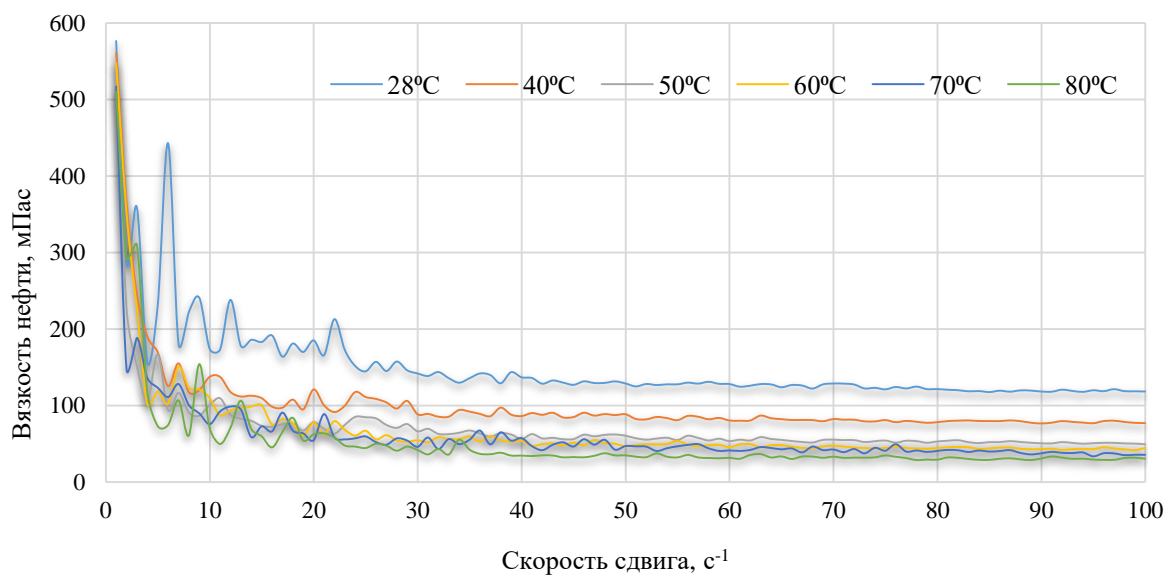


Рисунок 2.24 – Зависимость вязкости нефти от скорости сдвига и температуры (пласт Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения)

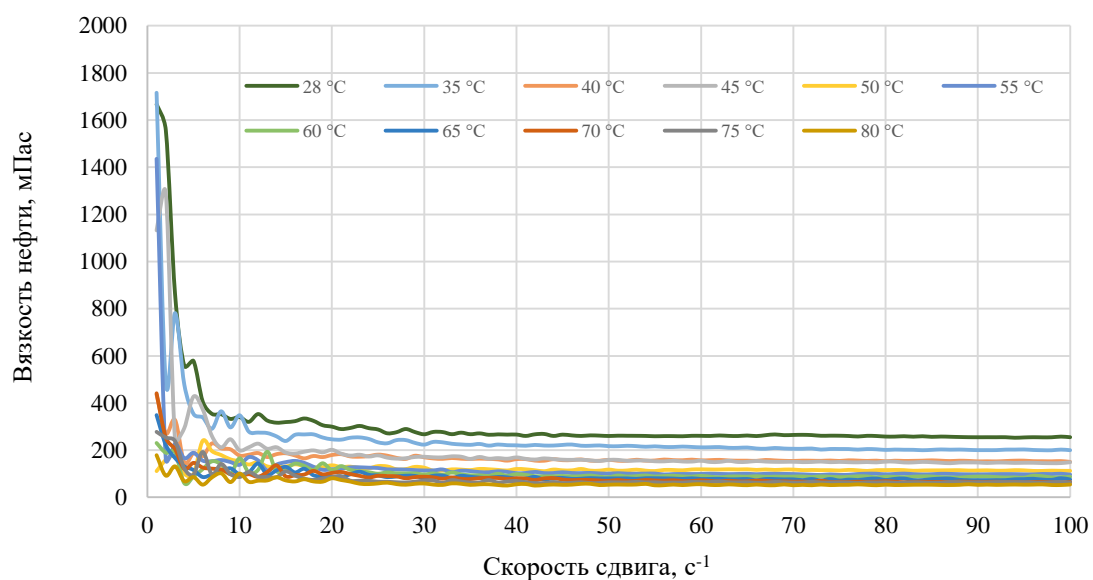


Рисунок 2.25 (а) – Зависимость вязкости нефти от скорости сдвига и температуры (пласт Б<sub>2</sub> Аксеновского месторождения)



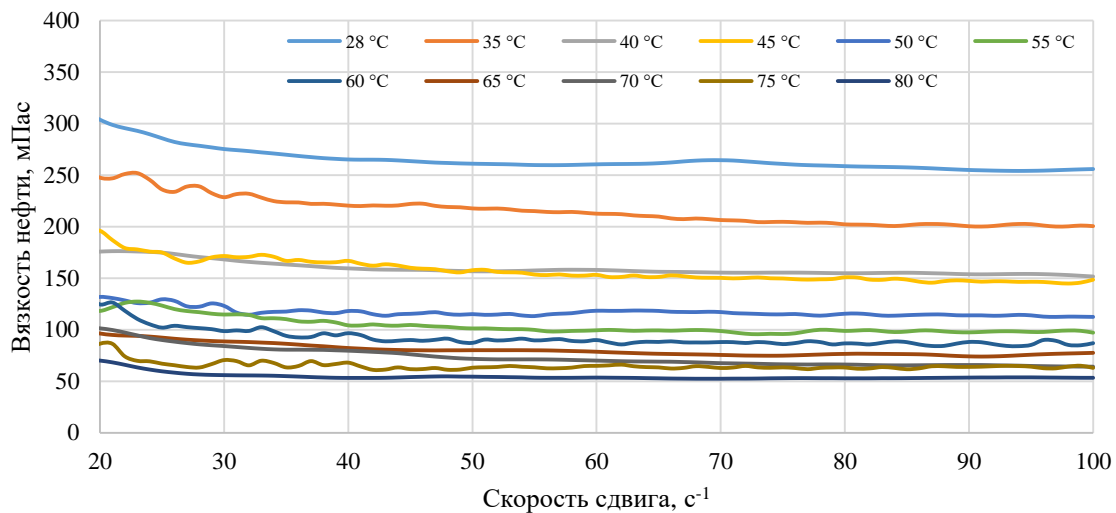


Рисунок 2.25 (б) – Зависимость вязкости нефти от скорости сдвига и температуры (пласт Б<sub>2</sub> Аксеновского месторождения)

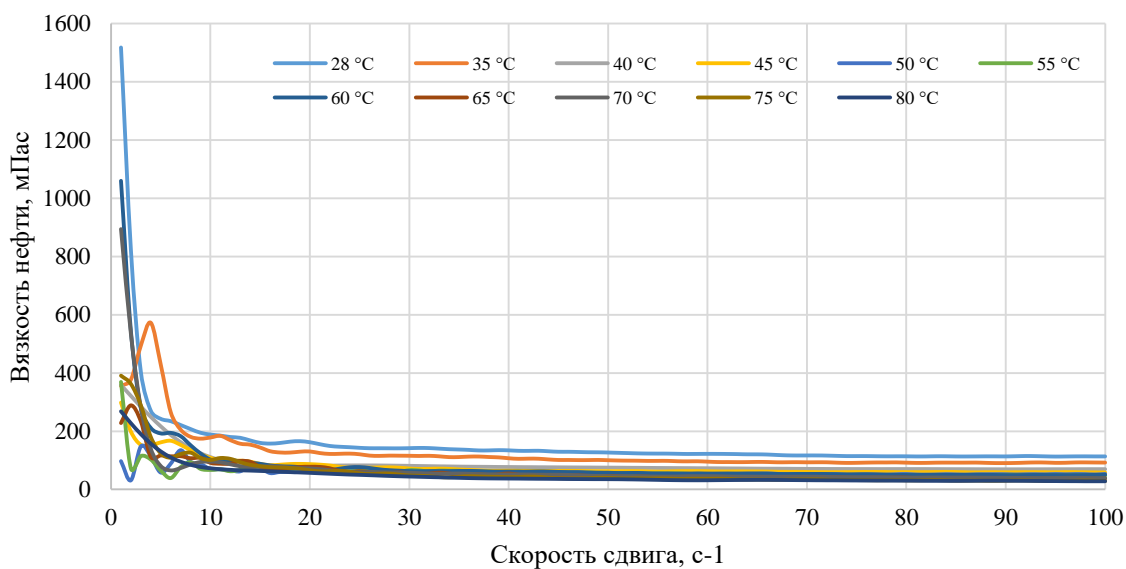


Рисунок 2.26 (а) – Зависимость вязкости нефти от скорости сдвига и температуры (пласт Б<sub>2</sub> Волгановского месторождения)

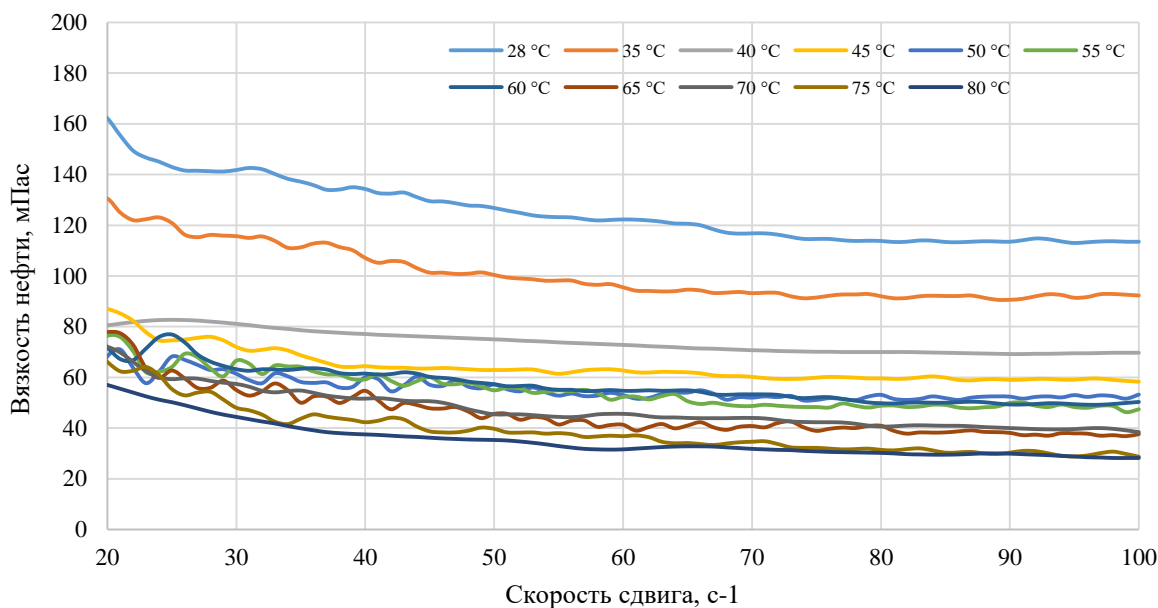


Рисунок 2.26 (б) – Зависимость вязкости нефти от скорости сдвига и температуры (пласт Б<sub>2</sub> Волгановского месторождения)

Экспериментально определены значения вязкости, соответствующие области наиболее прочной внутренней структуры (при температуре 28 °C) и области с предельно разрушенной структурой (при температуре 80 °C). На рисунке 2.27 показан полулогарифмический график зависимости вязкости образца исследуемой нефти от температуры. 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. Точка пересечения прямолинейных участков на графике даёт значение температуры +58 °C. График построен для скорости сдвига 60 с<sup>-1</sup>, исключая при замерах ошибку, обусловленную флуктуациями показаний реометра.

Аналогичная оценка была выполнена для всех исследованных образцов нефти в диапазоне скоростей сдвига, превышающих предел чувствительности прибора.

Полученные данные свидетельствуют о том, что нефть исследуемого объекта проявляет нелинейно вязко-пластичные свойства, связанные с

процессами внутренней структурной перестройки при увеличении температуры.

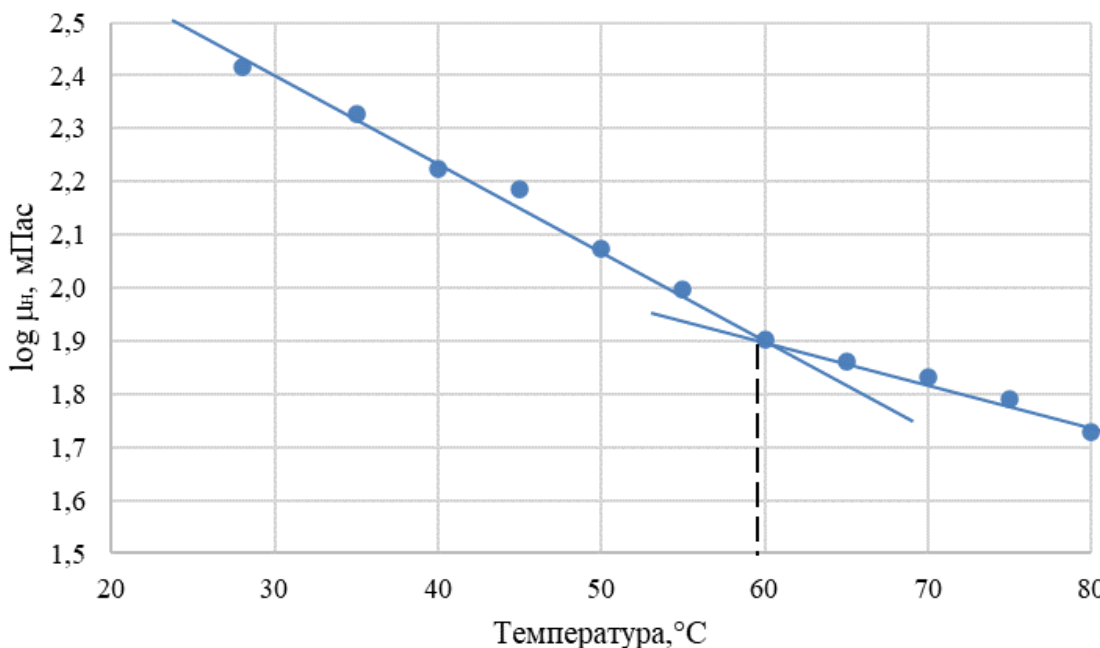


Рисунок 2.27 – Полулогарифмический график зависимости вязкости образца исследуемой нефти от температуры (пласт Б<sub>2</sub> Аксеновского месторождения)

На основании проведённых реологических исследований нефти оптимальная температура прогрева пласта Б<sub>2</sub> исследуемых месторождений, а также содержащегося в нём флюида лежит в диапазоне от +50 °C до +60 °C. Дальнейший нагрев флюида хотя и приведёт к снижению его вязкости, но может сопровождаться значительными энергетическими и экономическими затратами.

Пласты исследуемых месторождений, насыщенные высоковязкой нефтью, согласно утверждению автора [163], можно рассматривать в качестве единого «укрупнённого территориально распределённого объекта», своего рода кластера, приуроченного к бортовой зоне Мелекесской впадины в границах Самарской области и сопредельных территорий. Нефти продуктивных отложений восточного и юго-восточного бортов Мелекесской впадины относятся к типу тяжёлых, смолистых, высоковязких. Вязкость и плотность увеличиваются по разрезу снизу-вверх. Поскольку содержание асфальтенов

составляет в среднем около 5%, а пластовые температуры превышают температуру насыщения нефти парафиновыми веществами, нефть можно охарактеризовать моделью течения нелинейно вязко-пластичной неньютоновской жидкости. Для одного из месторождений кластера это экспериментально доказано автором [163].

Практически для всех залежей, расположенных на территории Мелекесской впадины, характер влияния свойств высоковязкой нефти на процесс разработки при схожих фильтрационно-емкостных и геолого-физических характеристиках пород-коллекторов принципиально одинаков. Это означает, что его можно выразить общими для всех объектов зависимостями, включая объекты, рассматриваемые в настоящей работе.

В процессе гидродинамического моделирования могут использоваться как данные фильтрационного эксперимента, так и обобщённые математические зависимости, связывающие граничные градиенты давления с напряжениями сдвига и проницаемостью пласта. Корреляции, позволяющие оценить значение предельного динамического напряжения сдвига (ПДНС) по известному массовому содержанию асфальтенов и смол в нефти, а также азота, метана, этана в попутном газе с поправкой на температуру пласта, предложены коллективом специалистов под руководством В.В. Девликамова для нефтей карбона месторождений Татарии [124]. Эти нефти по ряду критериев можно считать аналогами нефти терригенных пластов северной группы месторождений, расположенных на территории Самарской области [147] и входящих в укрупнённый территориально распределённый объект исследований.

На основании экспериментальных и теоретических данных зависимостей скорости фильтрации от градиента давления [163, 148, 146], полученных для нефти северной группы месторождений Самарской области, структурно-механические свойства нефти объектов, исследуемых в настоящей работе, были определены аналитическим путем по методике [124]. Расчёт включает

определение таких параметров, как градиент динамического напряжения сдвига и градиент давления предельного разрушения структуры.

Уравнения, которые применялись для расчёта граничных градиентов давления  $H_d$  и  $H_m$ , приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 –Последовательность расчёта граничных градиентов давления

Параметр	Корреляционная зависимость
ПДНС безводной дегазированной нефти, Па	$\theta_0 = a \frac{A}{C}$ , где $a = 0,033$
ПДНС нефти с учётом количества и состава растворённого газа, Па	$\theta' = \theta_0 \left[ 1 + 0,286 \left( \frac{A}{C} \right)^{0,9} (1,1\Gamma_A + 0,8\Gamma_M + 0,7\Gamma_E) \right]$
ПДНС нефти при заданной температуре, Па	$\theta'' = \theta' \left( \frac{22}{t} + 0,12 \right)$
Градиент динамического давления сдвига (ГДДС), МПа/м	$H = \frac{0,047}{k_n^{0,56}} \theta''$
Градиент давления предельного разрушения структуры, МПа/м	$H_m = \beta + \alpha H$ , где $\alpha = 1,33 \div 1,39$ , $\beta = (4,0 \div 6,0) \cdot 10^{-4}$ МПа/м

\*Принятые обозначения:  $A, C$  – массовое содержание в нефти асфальтенов и смол, % масс;  $\Gamma_a, \Gamma_m, \Gamma_e$  – содержание в пластовой нефти соответственно растворённого азота, метана и этана, м<sup>3</sup>/ м<sup>3</sup>;  $t$  – температура нефти, °С;  $k_n$  –проницаемость коллектора, мкм<sup>2</sup>.

Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения для диапазона температур от 28 °С до 80 °С представлены в таблице 2.7 и на рисунке 2.28.

Таблица 2.7 - Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения

Параметр	Температура, °С					
	28	40	50	60	70	80
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС) безводной дегазированной нефти, Па	0,0170					
ПДНС нефти с учётом количества и состава растворённого газа, Па	0,0655					
ПДНС нефти при пластовой температуре, Па	0,0594	0,0439	0,0367	0,0319	0,0285	0,0259
Градиент динамического давления сдвига безводной нефти (ГДДС), МПа/м	0,004	0,003	0,0025	0,0021	0,0019	0,0017
Градиент давления предельного разрушения структуры, МПа/м	0,006	0,0046	0,0038	0,0035	0,0032	0,003

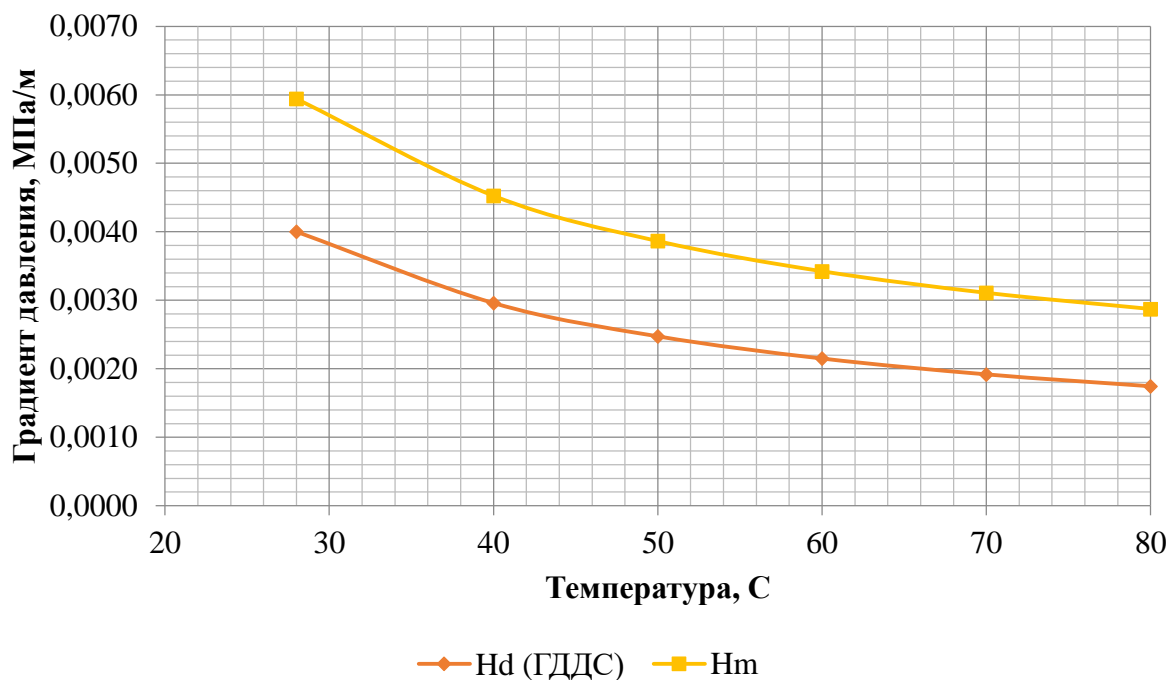


Рисунок 2.28 – Зависимость граничных градиентов давления от температуры пласта Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения

Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Аксёновского месторождения, Балтийский купол для диапазона температур от 28 °С до 80 °С представлены в таблице 2.8 и на рисунке 2.29.

Таблица 2.8 – Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Аксёновского месторождения, Балтийский купол

Параметр	Температура, °С					
	28	40	50	60	70	80
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС) безводной дегазированной нефти, Па	0,0290					
ПДНС нефти с учётом количества и состава растворённого газа, Па	0,0996					
ПДНС нефти при пластовой температуре, Па	0,0902	0,0667	0,0558	0,0485	0,0433	0,0393
Градиент динамического давления сдвига безводной нефти (ГДДС), МПа/м	0,0047	0,0035	0,0029	0,0025	0,0023	0,0021
Градиент давления предельного разрушения структуры, МПа/м	0,0069	0,0053	0,0045	0,0040	0,0036	0,0033

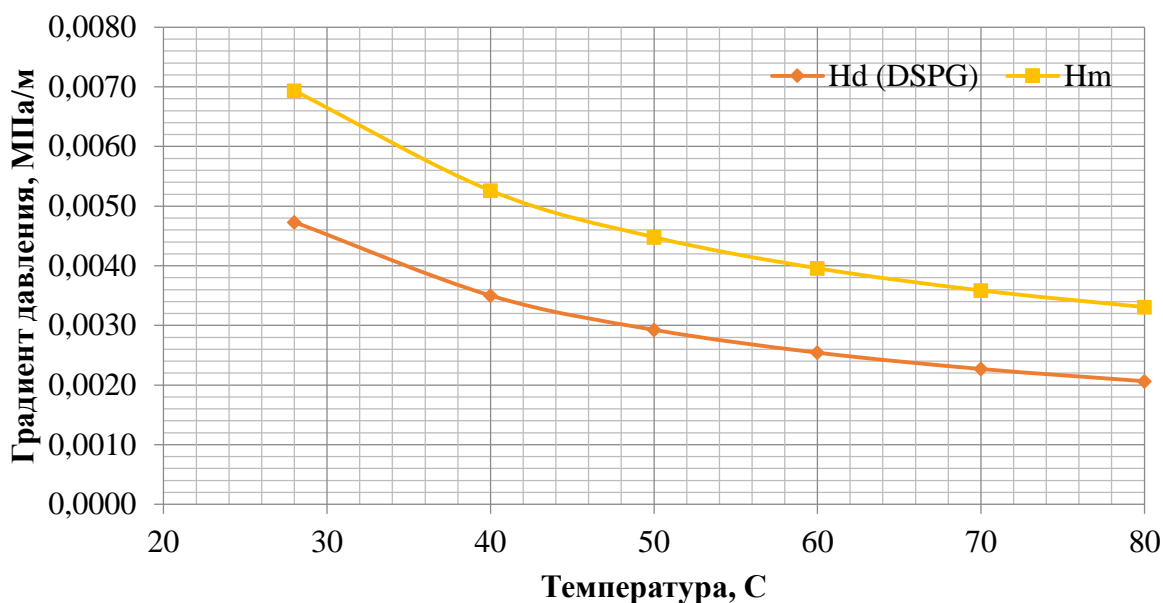


Рисунок 2.29 – Зависимость граничных градиентов давления от температуры пласта Б<sub>2</sub>Аксеновского месторождения, Балтийский купол

Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Аксёновского месторождения, Аксёновско–Мазуровский купол для диапазона температур от 29 °С до 80 °С представлены в таблице 2.9 и на рисунке 2.30.

Таблица 2.9 – Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Аксёновского месторождения, Аксёновско–Мазуровский купол

Параметр	Температура, °С					
	29	40	50	60	70	80
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС) безводной дегазированной нефти, Па	0,0128					
ПДНС нефти с учётом количества и состава растворённого газа, Па	0,0261					
ПДНС нефти при пластовой температуре, Па	0,0229	0,0175	0,0146	0,0127	0,0113	0,0103
Градиент динамического давления сдвига безводной нефти (ГДДС), МПа/м	0,0015	0,0012	0,0010	0,0009	0,0008	0,0007
Градиент давления предельного разрушения структуры, МПа/м	0,0026	0,0021	0,0018	0,0017	0,0015	0,0014

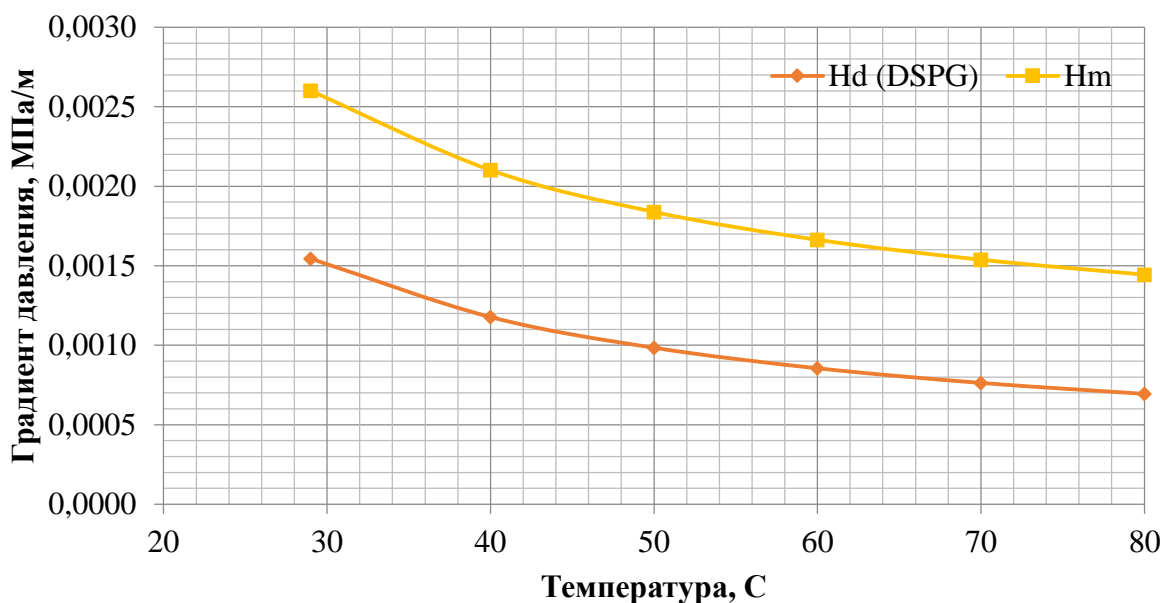


Рисунок 2.30 – Зависимость граничных градиентов давления от температуры пласта Б<sub>2</sub>Аксеновского месторождения, Аксеновско–Мазуровский купол

Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Аксёновского месторождения, Восточно-Мазуровский купол для диапазона температур от 29 °С до 80 °С представлены в таблице 2.10 и на рисунке 2.31.

Таблица 2.10 – Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Аксёновского месторождения, Восточно-Мазуровский купол

Параметр	Температура, °C					
	29	40	50	60	70	80
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС) безводной дегазированной нефти, Па	0,0167					
ПДНС нефти с учётом количества и состава растворённого газа, Па	0,0571					
ПДНС нефти при пластовой температуре, Па	0,0502	0,0383	0,0320	0,0278	0,0248	0,0226
Градиент динамического давления сдвига безводной нефти (ГДДС), МПа/м	0,0040	0,0030	0,0025	0,0022	0,0020	0,0018
Градиент давления предельного разрушения структуры, МПа/м	0,0059	0,0046	0,0039	0,0035	0,0032	0,0029



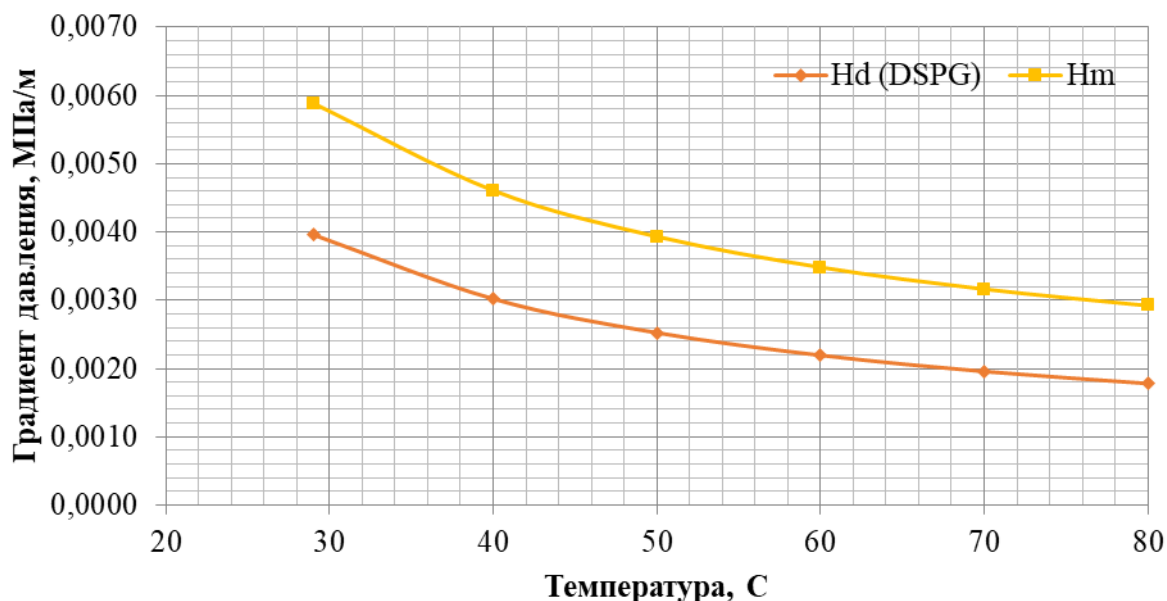


Рисунок 2.31 – Зависимость граничных градиентов давления от температуры пласта Б<sub>2</sub>Аксеновского месторождения Восточно-Мазуровский купол

Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Волгановского месторождения для диапазона температур от 33 °С до 80 °С представлены в таблице 2.11 и на рисунке 2.32.

Таблица 2.11 – Результаты расчёта реологических параметров пласта Б<sub>2</sub> Волгановского месторождения

Параметр	Температура, °С					
	33	40	50	60	70	80
Предельное динамическое напряжение сдвига (ПДНС) безводной дегазированной нефти, Па	0,0156					
ПДНС нефти с учётом количества и состава растворённого газа, Па	0,0644					
ПДНС нефти при пластовой температуре, Па	0,0506	0,0431	0,0360	0,0313	0,0280	0,0254
Градиент динамического давления сдвига безводной нефти (ГДДС), МПа/м	0,0012	0,0010	0,0008	0,0007	0,0007	0,0006
Градиент давления предельного разрушения структуры, МПа/м	0,0021	0,0019	0,0017	0,0015	0,0014	0,0013

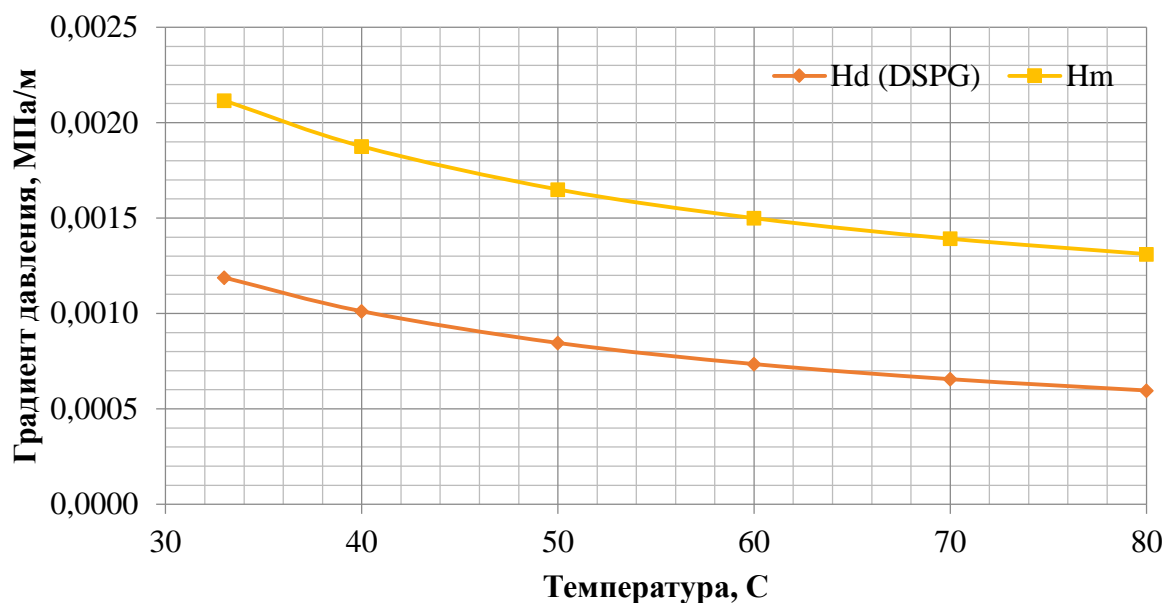


Рисунок 2.32 – Зависимость граничных градиентов давления от температуры пласта Б<sub>2</sub>Волгановского месторождения

Следует отметить, что при увеличении температуры от начальной пластовой до 80 °С значения граничных градиентов давления существенно уменьшаются. Это является прямым отражением процесса ослабления структурно-механических свойств нелинейно вязко-пластичной нефти.

Скорость фильтрации нефти является важнейшим показателем, обуславливающим экономическую эффективность разработки месторождений с применением тепловых методов [164-168]. С учётом влияния вязкости на скорость фильтрации характер изменения этих параметров, в зависимости от создаваемых в залежах термобарических условий, приобретает первостепенное значение. Любое направленное тепловое воздействие на пласт сопровождается критическими фазовыми превращениями нанокolloидных структурных комплексов, сформированных, в частности, асфальтенами и смолами. Границы фазовых превращений находятся в диапазоне концентраций, температур и давлений, реальных для нефтегазового производства. Это означает, что, регулируя степень и скорость прогрева, можно воздействовать на темп структурной перестройки асфальтенов, и, как следствие, величину вязкости нефти. Наиболее благоприятна ситуация, когда температура пласта превышает

температуру насыщения нефти парафином, что исключает проявление термически индуцированных аномалий. Если нефть обладает свойствами нелинейно вязко-пластичной жидкости, то, увеличивая температуру, можно постепенно довести до «полного разрушения» внутреннюю структуру, сформированную асфальтенами и смолами. В лабораторных экспериментах это контролируется величинами граничного напряжения сдвига и скорости фильтрации как функции градиента давления, воспринимающей вариации вязкости.

Результаты лабораторных экспериментов по определению граничных градиентов давления с получением кривых течения высоковязкой нефти, накопленные в течение нескольких десятилетий, не используются в стандартных процедурах гидродинамического моделирования. Термо- и гидродинамические математические модели, применяемые в проектировании разработки нефтяных месторождений, по сути, игнорируют многообразие структурных фазовых изменений в жидких углеводородных системах. Отсутствует универсальный математический аппарат, который учитывал бы нелинейную связь между скоростью фильтрации и градиентом пластового давления в зависимости от специфики структурно-механических свойств нефти, проницаемости пласта, температуры и переменной депрессии.

Тем не менее, уровень проведённых исследований и расчётов позволяет применить аналитическую модель стационарной фильтрации нелинейно вязко-пластичной нефти с двумя критическими градиентами давления для оценки производительности скважины с дуальной системой стволов.

#### **2.4 Фильтрационный эксперимент по определению коэффициента вытеснения в условиях прогрева пласта с имитацией каналов повышенной проводимости**

Серия фильтрационных испытаний проведена с целью воспроизведения условий фильтрации нефти при начальной пластовой температуре и при оптимальной температуре прогрева пласта – объекта предполагаемого воздействия, а также определения коэффициента вытеснения нефти водой.

Объектом исследования при физическом моделировании процесса вытеснения нефти водой, определения коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности являлся составной образец (колонка) горной породы-коллектора правильной цилиндрической формы, изготовленный из полноразмерного керна пласта Б<sub>2</sub> самарских месторождений и ориентированный параллельно напластованию.

Метод измерения коэффициента вытеснения и остаточной нефтенасыщенности традиционно основан на замещении водой нефти, находившейся первоначально в поровом пространстве образца горной породы в присутствии связанной воды.

Остаточная нефтенасыщенность оценивалась как величина, равная отношению объёма нефти, оставшейся в образце горной породы-коллектора после прокачивания через него воды, к объёму порового пространства образца.

Коэффициент вытеснения нефти водой определялся как величина, равная отношению объёма вытесненной из образца горной породы нефти, к первоначальному её объёму.

Для постановки фильтрационного эксперимента были использованы:

1. Образцы нефти исследуемых месторождений.
2. Керновый материал пласта Б<sub>2</sub> Стреловского (4 шт.), Аксёновского (4 шт.) и Волгановского (4 шт.) месторождений.
3. Геолого-физическая характеристика пласта Б<sub>2</sub> перечисленных месторождений.

При приготовлении растворов и подготовке проб к измерениям соблюдались следующие внешние условия:

- температура окружающего воздуха  $20 \pm 10$  °С;
- относительная влажность воздуха 45-80 %;
- атмосферное давление 630-800 мм. рт. ст.

Эксперимент проводился на установке для исследования проницаемости керна и насыпных моделей ПИК-ОФП-1-40-АР/РР компании «ГеоЛогика» (рисунок 2.33), позволяющей осуществлять комплексные исследования керна в

атмосферных условиях, а также моделировать пластовые условия в широком диапазоне давлений и температур. С помощью данной установки были проведены фильтрационные испытания по определению перепада давления, относительных фазовых проницаемостей нефти и воды, а также коэффициента вытеснения нефти при начальных пластовых условиях и при заданной температуре прогрева объектов.



Рисунок 2.33 – Установка ПИК-ОФП-1-40-АР/РР компании «ГеоЛогика»

Гидравлическая схема установки приведена на рисунке 2.34.

При подготовке флюидов (нефти и воды) к проведению исследований использовались пробы пластовой безводной нефти и модельной воды.

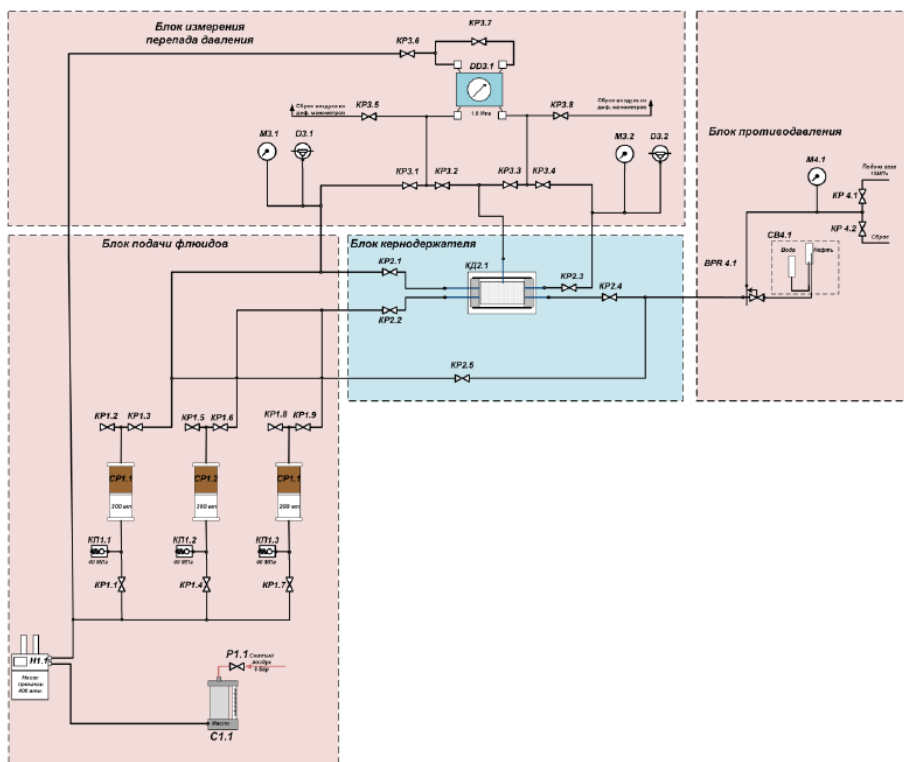


Рисунок 2.34 – Гидравлическая схема установки ПИК-ОФП-1-40-АР/РР

При подготовке образцов керна к измерениям, созданию на них остаточной водонасыщенности, необходимо использовать профильтрованную пластовую воду, которая готовится по ГОСТ 26450.1 растворением в дистиллированной воде соли ( $NaCl$ ) до соответствующей минерализации пластовой воды. Плотность пластовой воды  $1,153 \text{ г/см}^3$ , вязкость  $1,39 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ .

Подготовка образцов керна заключалась в следующем. Их высушивали до постоянной массы в сушильном шкафу при температуре  $105 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$  согласно ГОСТ 26450.0, а после сушки охлаждали в эксикаторе прокалённым силикагелем (ГОСТ 26450.1).

Сухие образцы горной породы взвешивали на весах, вакуумировали и насыщали водой согласно ГОСТ 26450.1. Затем насыщенные водой образцы взвешивали в воздухе и в воде, рассчитывали объём пор, объём образца и коэффициент пористости. Объём пор определялся по разнице масс образцов горной породы до и после насыщения с учётом плотности воды.

Рассчитанные объёмы пор исследуемых образцов представлены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Результаты определения объёма пор образцов и моделей в целом

<b>1 модель, № керна</b>	2530-17	2532-17	2534-17	2536-17
Масса образца до насыщения, гр.	39,52	41,25	39,81	41,67
Масса образца после насыщения, гр.	45,24	46,83	45,21	46,27
Общий поровый объём модели, см <sup>3</sup>	19,33			
<b>2 модель, № керна</b>	46-09	50-09	53-09	57-09
Масса образца до насыщения, гр.	43,80	41,76	41,99	42,05
Масса образца после насыщения, гр.	48,63	47,39	47,56	48,85
Общий поровый объём модели, см <sup>3</sup>	18,61			
<b>3 модель, № керна</b>	7-61-20	7-333-20	7-337-20	7-317-20
Масса образца до насыщения, гр.	45,9554	45,1423	42,8983	44,9937
Масса образца после насыщения, гр.	49,1460	49,7320	47,8310	49,8336
Общий поровый объём модели, см <sup>3</sup>	17,43			

С помощью центрифуги на образцах горной породы создавалась остаточная водонасыщенность.

По значениям газопроницаемости образцов однородного литологического состава, определённым по азоту с использованием прибора «Дарсиметр», компоновалась составная колонка таким образом, чтобы по направлению течения флюидов каждый последующий образец имел меньшую проницаемость. Каждая составная модель керна диаметром 3 см и длиной 12 см состояла из 4-х естественных образцов керна с проницаемостями, значения которых приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Описание составных моделей керна

1 модель, № керна	2530-17	2532-17	2534-17	2536-17
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	2,884	2,453	2,253	2,270
2 модель, № керна	46-09	50-09	53-09	57-09
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	2,758	2,343	2,239	2,112
3 модель, № керна	7-61-20	7-333-20	7-337-20	7-317-20
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	2,315	2,124	1,884	1,241

Составленную из отдельных образцов, подготовленную к измерению колонку образцов горной породы помещали в манжету кернодержателя, предварительно соединённую с торцевыми плунжерами. В кернодержатель помещали всю сборку.

Далее создавались термобарические условия, соответствующие пластовым (пластовая температура, пластовое давление, горное давление как давление обжима). Контроль температуры нагрева модели керна осуществлялся при посредстве датчиков температуры.

В ходе собственно фильтрационных испытаний планировалось следующее.

**Тест № 1 (модель № 1) - Определение коэффициента вытеснения нефти водой, перепада давления и фазовых проницаемостей при фильтрации в начальных пластовых условиях**

Заместить керосин на нефть в прямом направлении, прокачивая её через колонку керна в количестве не менее трёх объёмов порового пространства, определить перепад давления между входом и выходом флюида в керна, проницаемость по нефти на пяти режимах постоянного расхода нефти. Выдержать систему «горная порода - нефть» в течение не менее 12 часов в статических термодинамических пластовых условиях для восстановления природной смачиваемости коллектора.

Для поддержания необходимого порового давления в керне и коммуникациях настроить на соответствующее значение давления блок поддержания противодействия на выходной линии из керна. В камере противодействия использовать газ (азот) с давлением равным поровому для уменьшения пульсации порового давления в момент его стравливания.

Вытеснение нефти из керна производить при подаче воды с постоянным объёмным расходом. Нагнетание вытесняющей воды при выбранном объёмном расходе проводить непрерывно до полного обводнения выходящей жидкости, но в количестве не менее (3-5) объёмов пустотного пространства модельного пласта. Во время фильтрации воды фиксировать расход и количество закачиваемой воды, а также перепад давления между входом и выходом



флюида в керн.

В заключительной стадии эксперимента прокачать через керн воду при увеличенном (до 50 %) объёмном расходе, и далее на (3-4) режимах в сторону уменьшения расхода, определить проницаемость по воде при остаточной нефтенасыщенности.

**Тест № 2 (модель № 2) - Определение коэффициента вытеснения нефти водой, перепада давления и фазовых проницаемостей при фильтрации в условиях оптимальной температуры прогрева модели керна и флюидов.**

Установить оптимальную температуру для модели керна в кернодержателе, а также в ёмкостях с флюидом.

Произвести действия, полностью аналогичные тесту № 1.

**Тест № 3 (модель № 3) - Определение коэффициента вытеснения нефти водой, перепада давления и фазовых проницаемостей при фильтрации в условиях оптимальной температуры прогрева с имитацией каналов повышенной проводимости (сетки трещин ГДРП).**

Установить оптимальную температуру для модели керна в кернодержателе, а также в ёмкостях с флюидом.

Провести закачку глинокислотного состава через модель керна для создания каналов повышенной проводимости, имитирующих сетку трещин, образующихся при ГРДП.

Провести замещение отработанного глинокислотного состава на керосин, прокачав не менее трёх объемов порового пространства до замещения выходящей из керна жидкости.

Произвести действия, полностью аналогичные тесту № 1.

В результате фильтрационных испытаний получено следующее.

**Тест № 1 (Модель 1)**

На первой модели кернов была реализована следующая схема закачки компонентов: нефть пластовая, вода модельная. В процессе закачки компонентов рассчитывались объёмы с учётом «свободного» объёма трубок.

Фильтрация нефти и воды происходила при пластовой температуре +28 °С. Поровый объем модели составил 19,33 см<sup>3</sup>. В первой итерации закачивалась пластовая нефть объемом 60,1 см<sup>3</sup> с расходом от 0,5 мл/мин до 1 мл/мин (шаг 0,25 мл/мин) в прямом направлении. Проницаемость по нефти составила 0,686 мкм<sup>2</sup> при перепаде давления 1,09 МПа (рисунок 2.35).

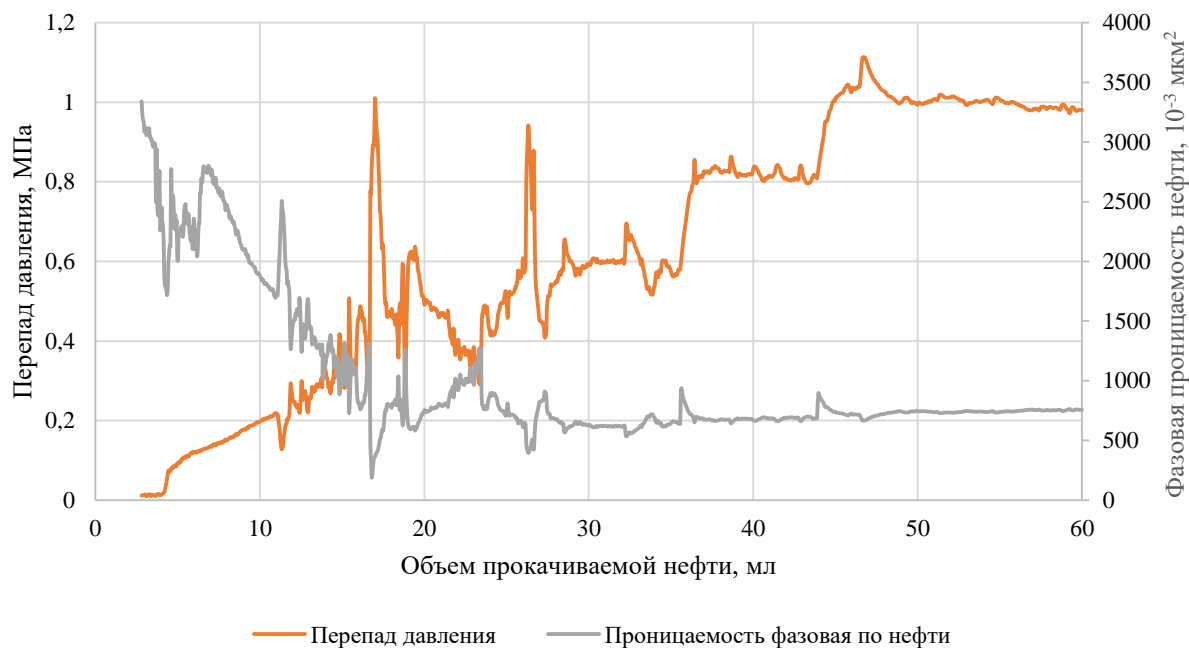


Рисунок 2.35 – Показатели фильтрации нефти при пластовых условиях

На второй итерации производилась закачка модельной воды в объеме 180 см<sup>3</sup> с расходом 0,3 мл/мин в прямом направлении. Проницаемость по воде составила 0,048 мкм<sup>2</sup> при перепаде давления 0,18 МПа. При повышенных расходах воды на заключительной стадии закачки до 1 мл/мин стабильных значений проницаемости и перепада давления зафиксировать не удалось (рисунок 2.36).

Определение остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения нефти водой для каждой модели кернов проводилось в следующей последовательности:

1) находилось значение водонасыщенности после эксперимента  $K_v$ , %, по формуле

$$K_v = \frac{V_{\text{в после}}}{V_{\text{пор}}} \cdot 100\% \quad (2.5)$$

2) находилось значение остаточной нефтенасыщенности  $K_{но}$ , %, определяют по формуле

$$K_{но} = 100 - K_{в} \quad (2.6)$$

3) рассчитывался безразмерный коэффициент вытеснения нефти водой  $\beta$ , по формуле

$$\beta = \frac{K_{нн} - K_{но}}{K_{нн}} \quad (2.7)$$

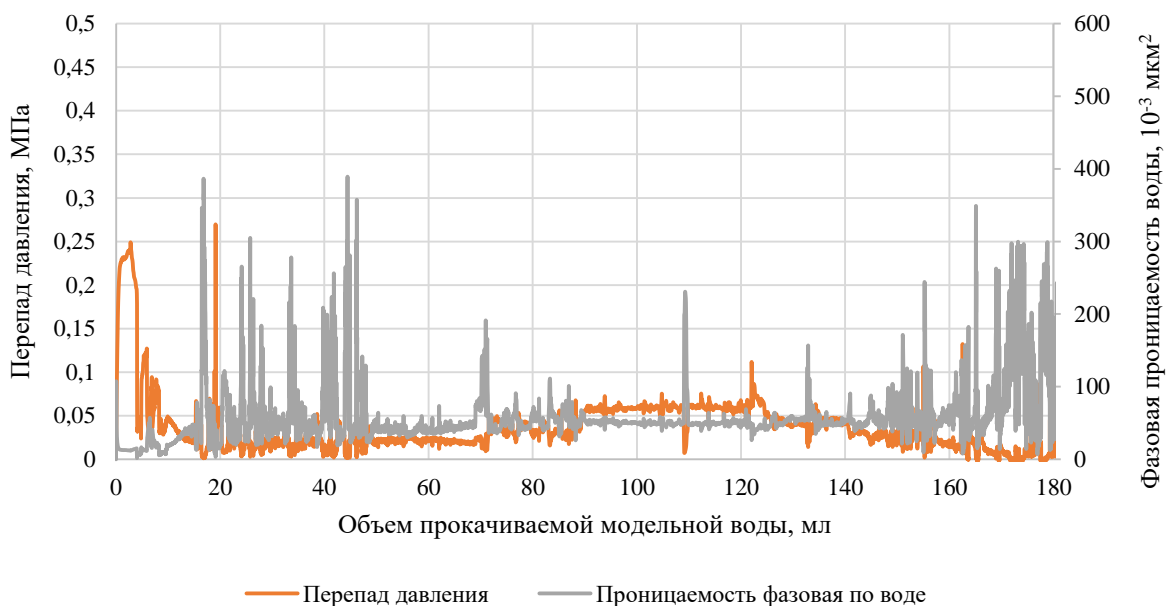


Рисунок 2.36 – Показатели фильтрации модельной воды при пластовых условиях

По результатам эксперимента водонасыщенность кернового материала, остаточная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой составили 21,5%, 78,5% и 0,12 д.ед. соответственно.

### Тест № 2 (Модель 2)

На второй модели кернов была реализована следующая схема закачки компонентов: нефть пластовая, вода модельная. В процессе закачки компонентов рассчитывались объёмы с учётом «свободного» объёма трубок. Фильтрация нефти и воды происходила при температуре пласта  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , соответствующей оптимальной температуре прогрева. Поровый объём модели составил  $18,61\text{ см}^3$ . В первой итерации закачивалась пластовая нефть объёмом  $120\text{ см}^3$  с расходом от  $0,5\text{ мл/мин}$  до  $2,5\text{ мл/мин}$  (шаг  $0,25\text{ мл/мин}$ ) в прямом направлении. Проницаемость по нефти составила  $1,029\text{ мкм}^2$  при перепаде

давления 0,68 МПа (рисунок 2.37). Необходимо отметить, что в процессе фильтрации нефти при оптимальной температуре прогрева пласта значения скорости фильтрации нефти были увеличены в 2,5 раза, а относительной фазовой проницаемости - в 1,5 раза по сравнению с фильтрацией нефти при пластовой температуре. При этом перепад давления на входе и выходе из кернодержателя оставался ниже значений, полученных в предыдущем эксперименте.

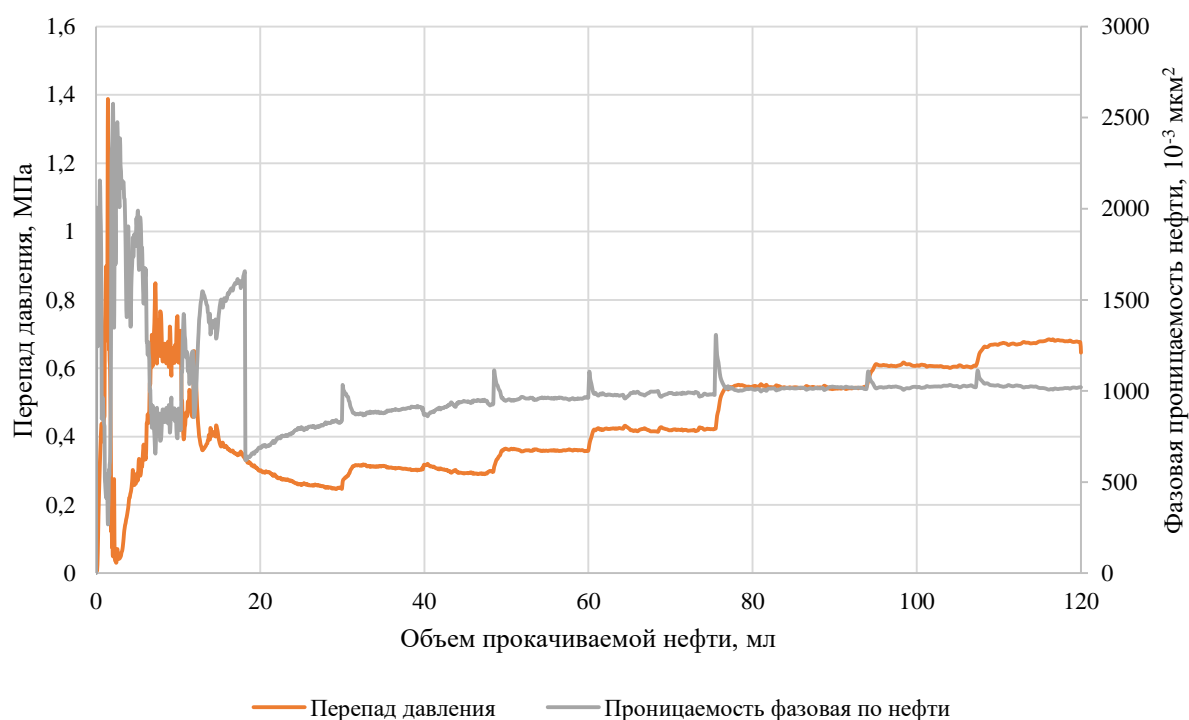


Рисунок 2.37 – Показатели фильтрации нефти при оптимальной температуре прогрева пласта

На второй итерации производилась закачка модельной воды в объеме 140 см<sup>3</sup> с расходом 0,2 мл/мин в прямом направлении. Проницаемость по воде составила 0,096 мкм<sup>2</sup> при перепаде давления 0,43 МПа.

По результатам эксперимента водонасыщенность кернового материала, остаточная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой составили 38,4%, 61,6% и 0,31 д.ед. соответственно.

### Тест № 3 (Модель 3)

На третьей модели кернов была реализована следующая схема закачки компонентов: закачка глинокислотного состава (ГКС) с целью создания каналов повышенной проводимости, имитирующих сетку трещин от ГДРП, замещение ГКС на керосин, прокачка нефти пластовой и воды модельной. В процессе закачки компонентов рассчитывались объёмы с учётом «свободного» объёма трубок. Фильтрация ГКС происходила при температуре пласта +28 °С. Фильтрация нефти и воды происходила при температуре пласта +50 °С. Поровый объём модели составил 17,43 см<sup>3</sup>. После прокачки ГКС и трёх поровых объёмов керосина закачивалась пластовая нефть объемом 93 см<sup>3</sup> с расходом от 0,5 мл/мин до 1,75 мл/мин (шаг 0,25 мл/мин) в прямом направлении. Проницаемость по нефти составила 2,546 мкм<sup>2</sup> при перепаде давления 0,62 МПа (рисунок 2.38). Необходимо отметить, что после проведения глинокислотной обработки колонки керновых образцов горной породы с целью имитации трещин ГДРП фазовая проницаемость по нефти выросла в 2,5 раза по сравнению с фильтрацией нефти при оптимальной температуре прогрева пласта.

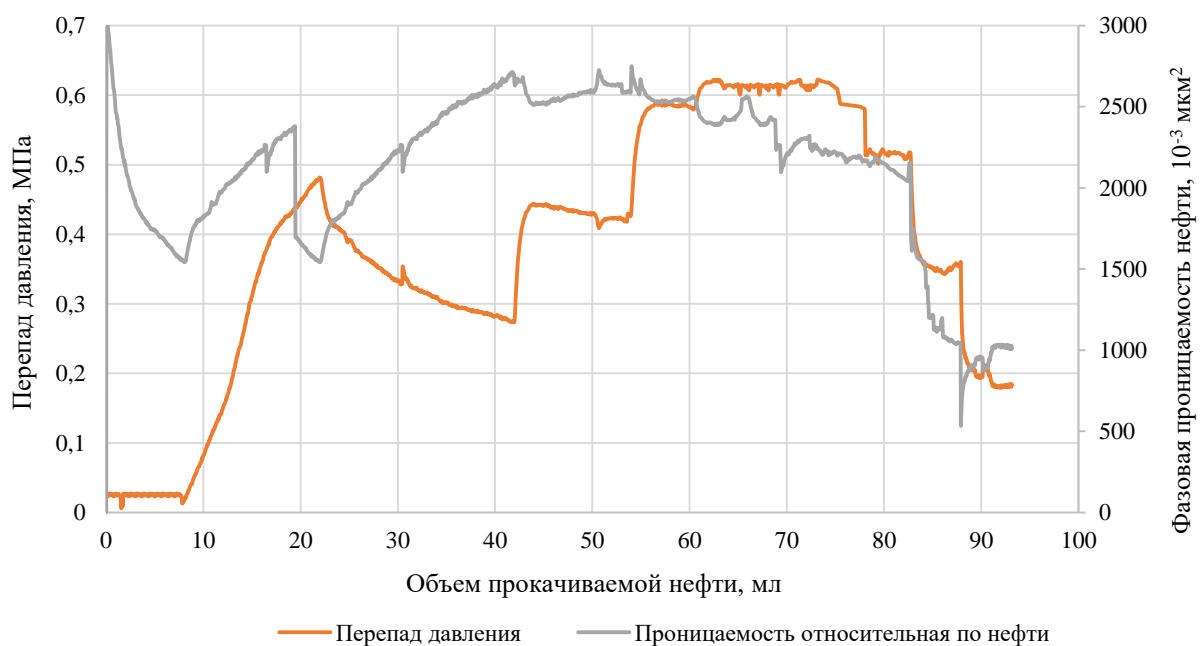


Рисунок 2.38 – Показатели фильтрации нефти при оптимальной температуре прогрева пласта с имитацией трещин ГДРП

На второй стадии производилась закачка модельной воды в объеме  $78 \text{ см}^3$  с расходом  $0,1 \text{ мл/мин}$  в прямом направлении. Проницаемость по воде составила  $0,215 \text{ мкм}^2$  при перепаде давления  $0,17 \text{ МПа}$ .

Высокая проницаемость и низкие перепады давления в процессе закачки модельной воды в первую очередь связаны с влиянием высокопроницаемых каналов фильтрации.

По результатам эксперимента водонасыщенность кернового материала, остаточная нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения нефти водой составили  $26,3\%$ ,  $73,7\%$  и  $0,17 \text{ д.ед.}$  соответственно. Полученное снижение коэффициента вытеснения на  $0,14 \text{ д.ед.}$  по сравнению с тестом 2 объясняется ускоренным движением возрастающих объёмов воды по каналам повышенной проводимости. Этот результат применительно к рассматриваемому методу воздействия позволяет предположить следующее:

1) при прогреве пласта по системе искусственных трещин снижается эффект от увеличения фазовой проницаемости для нефти в присутствии подвижной воды;

2) для интенсивного термобарического воздействия следует выбирать месторождения, находящиеся на ранней стадии разработки, или не выработанные участки пласта с нефтенасыщенностью, близкой к начальной;

3) при ГДРП агентом-теплоносителем является не вода, а газовая смесь, в силу чего формируемая сеть трещин потенциально увеличивает коэффициент охвата пласта тепловым воздействием без потерь за счёт вытеснения;

4) отбор разогретой продукции по предлагаемому методу термобарического воздействия будет осуществляться из бокового ствола скважины, то есть вне зоны наибольшей концентрации трещин ГДРП. По сравнению с лабораторным экспериментом вероятность прорыва пластовой воды или рабочей смеси газов к забою бокового ствола в этом случае теоретически ниже.

## Выводы к главе 2

1. Предложенная типовая конструкция скважины с дуальной системой стволов включает основной вертикальный ствол и дополнительный боковой ствол. Оба ствола сообщаются с одним и тем же продуктивным пластом, но выполняют разные функции: через забой вертикального ствола обеспечивается доступ к пласту для проведения работ по его разуплотнению и периодическому прогреву; боковой ствол предназначен для добычи нефти за пределами зоны повреждения породы вблизи высокотемпературного газогенерирующего источника, расположенного на забое вертикального ствола.

2. Предложенный метод термобарического воздействия на пласт с использованием в качестве высокоэнергетических источников генератора на твёрдом топливе и забойного парогазогенераторного устройства имеет ряд преимуществ, таких как:

- отсутствие ограничений, связанных с ростом температуры пласта и происходящими в нем изменениями. В случае размещения высокотемпературного твердотопливного источника на забое вертикального ствола и отбора пластовой жидкости через дополнительный боковой ствол, расположенный за пределами зоны ожидаемого повреждения породы, вызванного её механическим разрушением или коксованием тяжёлых компонентов нефти, исключается частичное или полное блокирование притока нагретого пластового флюида и повышается эффект от обработки. При использовании порохового заряда его масса может быть увеличена (оптимизирована) для разуплотнения породы в заданных пределах относительно вертикального ствола скважины;

- гибкость проведения работ по интенсивному термобарическому воздействию за счёт уменьшения числа спускоподъёмных операций, взаимозаменяемости энергоносителей, периодичности прогрева пласта;

- отсутствие необходимости включения в комплекс оборудования механических устройств, предназначенных для удаления из пласта продуктов

реакции депрессионным или имплозионным воздействием, а также рассмотрения химической очистки призабойной зоны скважины как неотъемлемой части технологического процесса.

3. Поскольку при оптимальном температурном режиме основными индикаторами эффективности являются интенсификация добычи нефти и увеличение степени выработки запасов, эксплуатационный боковой ствол для достижения эффекта должен находиться в пределах радиуса зоны прогрева, а компоновка скважины должна обеспечивать спуск малогабаритного эксплуатационного оборудования, оборудования для проведения газодинамического разрыва и дополнительного глубокого прогрева пласта.

Типовые параметры конструкции скважины:

- Направление, диаметр колонны 426 мм.
- Кондуктор, диаметр колонны 324 мм.
- Технологическая колонна, диаметр колонны 245 мм.
- Хвостовик вертикального ствола с фильтром в продуктивной части, диаметр колонны 168 мм.
- Боковой ствол, хвостовик бокового ствола с фильтром в продуктивной части, диаметр колонны 114 мм.

4. В качестве потенциального объекта периодического термобарического воздействия, реализуемого посредством скважин с дуальной системой стволов, выбран терригенный пласт Б<sub>2</sub> трёх месторождений Самарской области: Стреловского, Аксёновского и Волгановского. Нефть исследуемого пласта является высоковязкой, отличается высоким содержанием структурообразующих компонентов, в частности, асфальтенов и смол, и, по аналогии с некоторыми месторождениями юго-восточного борта Мелекесской впадины, склонна к проявлению нелинейно вязко-пластичных свойств.

5. Выполнена аналитическая и экспериментальная оценка структурно-механических свойств высоковязкой нефти исследуемых объектов при неизотермической фильтрации. Полученные значения граничных градиентов давления с ростом температуры от начальной пластовой до 80 °С существенно



уменьшаются, что отражает структурные изменения в жидкой углеводородной системе. Оптимальная температура прогрева лежит в диапазоне от +50 °С до +60 °С.

6. На основании результатов исследований и расчётов выбрана аналитическая модель стационарной фильтрации нелинейно вязко-пластичной нефти с двумя известными критическими градиентами давления для оценки производительности скважины с дуальной системой стволов и оптимизации параметров термобарического воздействия.

7. При прогреве образцов пород до оптимальной температуры в ходе фильтрационного эксперимента получено увеличение коэффициента вытеснения нефти водой с 0,12 до 0,31 д.ед. по сравнению с начальными пластовыми условиями. Прогрев по системе каналов повышенной проводимости позволяет существенно увеличить фазовую проницаемость для нефти, но влечёт за собой уменьшение коэффициента вытеснения до 0,17 д.ед. из-за роста подвижности прокачиваемой воды. Газовая смесь, служащая агентом-теплоносителем при ГДРП, потенциально увеличивает коэффициент охвата пласта тепловым воздействием без потерь за счёт вытеснения нефти, а использование скважины с дуальной системой стволов позволяет осуществлять отбор разогретой продукции вне зоны наибольшей концентрации трещин.

8. Экспериментально подтверждено, что для интенсивного термобарического воздействия следует выбирать месторождения, находящиеся на ранней стадии разработки, или участки пласта с низкой степенью выработки запасов и нефтенасыщенностью, близкой к начальной.

### ГЛАВА 3. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ

#### 3.1 Расчёт глубины прогрева при газодинамическом воздействии на пласт

Интенсивное газодинамическое воздействие на залежи высоковязкой нефти в скважине с дуальной системой стволов осуществляется с применением высокоэнергетического высокотемпературного источника (ВВИ) на твердом топливе. Ожидаемыми результатами такого воздействия будут образование сетки трещин вокруг забоя вертикального ствола, а также прогрев прискважинного участка пласта.

Для дуальной системы стволов, в которой вертикальный ствол используется с целью периодического прогрева пласта, а боковой – отбора разогретой продукции, необходимо определить оптимальный радиус прогрева, а также координату забоя бокового ствола при условии, что он будет находиться за пределами зоны повреждения породы и, одновременно, в пределах радиуса прогрева.

Оценка прогрева пласта при ГДРП выполнена с использованием предложенной экспресс-методики, основанной на модифицированном способе Ловерье [169-171], позволяющем теоретически определять координату температурного фронта в случае закачки в скважину теплоносителя, и уравнения скорости ударной волны, представленной в виде функции давления и плотности нефти.

Блок схема экспресс-методики определения глубины прогрева пласта представлена на рисунке 3.1.

В качестве примера рассмотрен пласт Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения. Исходные данные для расчёта приведены в таблице 3.1.

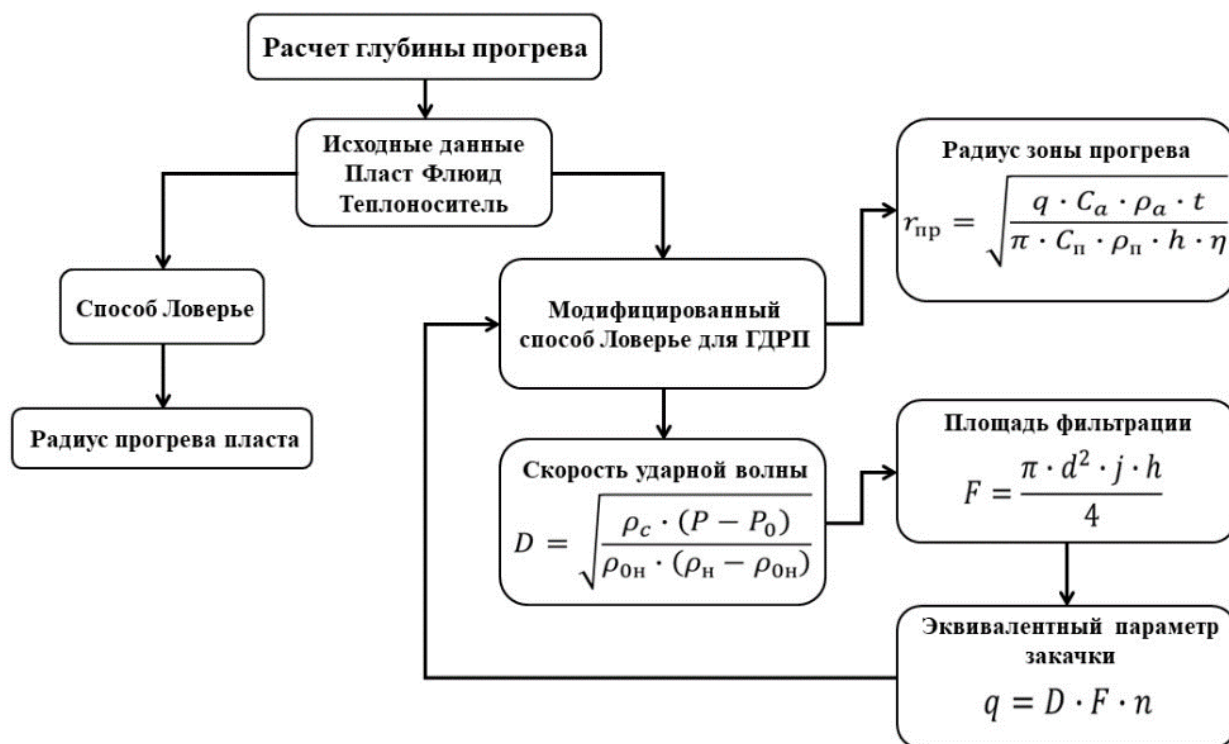


Рисунок 3.1 – Экспресс методика определения глубины прогрева пласта

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчёта глубины прогрева пласта Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения

Параметр	Обозначение	Единица измерения	Величина
Давление воздействия	$P$	МПа	42,5
Толщина пласта	$h$	м	11,7
Коэффициент охвата пласта воздействием	$\eta$	-	0,7
Плотность агента–теплоносителя	$\rho_a$	кг/м <sup>3</sup>	270
Начальная пластовая температура	$T_0$	°С	28
Теплоёмкость породы пласта	$C_{пл}=C_{оп}$	Дж/(кг·°С)	835
Теплоёмкость агента – носителя	$C_v$	Дж/(кг·°С)	2465
Плотность нефти на фронте ударной волны	$\rho_n$	кг/м <sup>3</sup>	940
Теплопроводность пласта	$\lambda_{оп}=\lambda_{пл}$	Вт/(м·°С)	2,560
Плотность пород пласта	$\rho_{пл}=\rho_{оп}$	кг/м <sup>3</sup>	2500
Температуропроводность	$\chi_{пл}=\chi_{оп}$	м <sup>2</sup> /с	1,220
Радиус скважины	$r_c$	м	0,108

Время воздействия на пласт принято равным 180 сек, давление после воздействия, создаваемое забойным высокоэнергетическим устройством, 10,4

МПа. Размер области, охваченной тепловым воздействием, приближённо можно оценить с помощью уравнения

$$r_{np} = \sqrt{\frac{q \cdot C_a \cdot \rho_a \cdot t}{\pi \cdot C_n \cdot \rho_n \cdot h \cdot \eta}}, \quad (3.1)$$

где  $r_{np}$  – расстояние от скважины, в пределах которого температура отличается от начальной пластовой;  $q$  – темп закачки теплоносителя;  $C_a$  – теплоёмкость агента-теплоносителя;  $\rho_a$  – плотность агента-теплоносителя;  $t$  – время прогрева пласта;  $C_n$  – теплоёмкость породы пласта;  $\rho_n$  – плотность пород пласта;  $h$  – нефтенасыщенная толщина пласта;  $\eta$  – коэффициент охвата пласта воздействием.

В разработанной методике в уравнение расчёта радиуса прогрева (3.1) вместо показателя  $q$  подставляется эквивалентный параметр, значение которого определено в зависимости от скорости ударной волны, создаваемой импульсом давления в технологии газодинамического воздействия.

Скорость ударной волны  $D$  рассчитывалась по формуле [172-177]:

$$D = \sqrt{\frac{\rho_c \cdot (P - P_0)}{\rho_{0н} \cdot (\rho_n - \rho_{0н})}}, \quad (3.2)$$

где  $P$  – давление на фронте ударной волны;  $\rho_n$  – плотность нефти на фронте ударной волны;  $\rho_{0н}$  – плотность нефти перед фронтом ударной волны;  $P_0$  – давление перед фронтом ударной волны.

Полученное значение составило 408,3 м/с.

Значение параметра, имитирующего темп закачки теплоносителя и представленного в таблице 3.1, рассчитывалось через площадь фильтрации (сумму площадей перфорационных отверстий с плотностью перфорации 30 отв/м) с учётом пористости пласта. При расчёте радиуса прогрева допускалось, что перенос тепла в кровле и подошве происходит только в вертикальном направлении, теплопроводность продуктивного пласта по простиранию равна реальной теплопроводности пород, а перпендикулярно напластованию – бесконечности.

Ожидаемая глубина прогрева пласта  $B_2$  от газодинамического воздействия, согласно расчёту, составляет 5 метров при заданном коэффициенте охвата 0,7.

Аналогичным образом были рассчитаны радиусы прогрева для остальных объектов исследования. Результаты расчётов приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2. – Результаты расчёта радиуса прогрева пласта – объекта воздействия

Месторождение/ параметр	Площадь фильтрации, м <sup>2</sup>	Скорость ударной волны, м/с	Эквивалентный параметр закачки, м <sup>3</sup> /с	Радиус прогрева (м) при коэффициенте охвата			
				0,1	0,3	0,7	1
Стреловское	0,11	408,30	10,8	12,98	7,5	4,9	4,1
Аксёновское							
Балтийский купол	0,08	410,60	8,03	13,30	7,67	5,00	4,20
Аксёновско- Мазуровский купол	0,10	412,90	11,10	13,60	7,85	5,14	4,30
Восточно- Мазуровский купол	0,02	412,90	1,97	12,50	7,22	4,70	3,95
Волгановское	0,05	398,90	5,17	13,60	7,86	5,15	4,30

Получаемый результат чувствителен к таким параметрам, входящим в уравнение (3.1), как коэффициент охвата и время. В применяемой расчётной интерпретации это - коэффициент охвата пласта интенсивным газодинамическим воздействием и продолжительность прогрева.

Задаваясь значениями коэффициента охвата  $\eta..0,2...0,4...0,6...0,8...1,0$ , при прочих равных условиях можно получить значения радиуса прогрева от 13,6 м до 3,95 м, соответственно. Максимальный коэффициент охвата соответствует случаю, когда разуплотнение горной породы имеет вид множественных хаотично ориентированных трещин. В такой ситуации радиус прогрева пласта не превышает 4 м. Минимальный коэффициент охвата соответствует случаю, когда разуплотнение горной породы имеет вид одиночной трещины; и протяжённость прогрева, согласно расчёту, составляет 13,6 м. С увеличением коэффициента охвата пласта газодинамическим воздействием радиус прогрева уменьшается, создавая угрозу перегрева приствольной части пласта. При образовании одиночной трещины термическому воздействию подвергаются преимущественно стенки трещины и контактирующий с ними слой нефти.

Продолжительность прогрева, заданная в расчёте, существенно превышает время действия известных скважинных газогенерирующих устройств на твердом топливе. Объясняется это механизмом массообмена в средах, насыщенных жидкостью с газовыми пузырьками, в процессе импульсного воздействия давлением по аналогии с прохождением ударной волны [174]. Если размеры газовых пузырьков невелики, то основным механизмом массообмена за ударной волной (импульсом) может быть диффузия вследствие турбулентного движения смеси. Для достаточно крупных пузырьков основным механизмом массообмена за ударной волной (импульсом) является конвективная диффузия. Оба эти механизма усиливают газодинамический эффект и способствуют поддержанию скорости движения разогретого вещества при ГДРП. Эффект усиления обусловлен ускоряющим схлопыванием газовых пузырьков за фронтом ударной волны или при затухании импульса давления.

Таким образом, расчёт с использованием предложенной экспресс-методики показал, что при определённом сочетании параметров тепло от интенсивного газодинамического воздействия может распространяться в пласт на значительное расстояние от скважины. Однако из-за относительно небольшого объёма выделяющегося газа и активной газожидкостной смеси охват нефтенасыщенного объёма пласта прогревом при ГДРП незначителен. Газодинамический разрыв породы, способствуя её разуплотнению, выполняет основное условие по образованию дополнительной сетки трещин, но недостаточен для существенного повышения температуры участка пласта в целом.

Вместе с тем создание трещины или разветвлённой системы протяжённых трещин может способствовать увеличению глубины тепловой обработки и площади теплового контакта в процессе кондуктивного и конвективного переноса тепла. Отсюда следует вывод о целесообразности комбинирования газодинамического разрыва пласта с тепловым воздействием в рассматриваемой скважине с дуальной системой стволов.

Если в качестве теплового источника после ГДРП использовать подземный парогенератор на монотопливе, то значения радиуса прогрева, а соответственно, и координата забоя бокового ствола будут иными. По результатам гидродинамического моделирования комбинированного газодинамического и теплового воздействия на пласты исследуемых объектов, представленным в главе 4 настоящей работы, средний радиус прогрева составит 86 метров, а координата отхода бокового ствола от вертикали на забое варьирует от 90 до 100 метров.

### **3.2 Расчёт дебита скважины на основе аналитической модели стационарной фильтрации нелинейно вязко-пластичной нефти**

Индикаторами эффективности применения термобарического метода воздействия на залежи высоковязкой нефти скважиной с дуальной системой стволов являются интенсификация добычи нефти и увеличение коэффициента продуктивности. При этом для расчёта потенциального дебита скважины необходимо определить оптимальный температурный режим для каждого из исследуемых объектов.

Для оценки влияния температуры на показатели добычи рассчитывались парные значения «дебит – депрессия» и строились индикаторные диаграммы, исходя из условий, соответствующих свойствам нефти и пластов исследуемых месторождений. В процессе расчётов учитывалось влияние температуры на вязкость и реологическую характеристику пластовой нефти. Поскольку предполагается, что высоковязкая нефть исследуемых пластов является неньютоновской системой, фильтрационная модель включала такие параметры, как граничные градиенты давления и предельное динамическое напряжение сдвига нефти, рассчитанные с учетом температурных изменений.

В отличие от фильтрации ньютоновской нефти, область пласта в пределах радиуса действия скважины на отметке забоя представляет собой комбинацию трёх подобластей: ближней с радиусом  $r_m$ , где нефть движется с минимальной вязкостью  $\mu_m$  и предельно разрушенной структурой; кольцевой с внутренним радиусом  $r_m$  и внешним радиусом  $r_d$ , где вязкость нефти переменная (её

значение возрастает по мере удаления от скважины и снижения градиента давления); удалённой, где нефть движется с максимальной вязкостью  $\mu_0$  и наиболее прочной структурой, образованной тяжёлыми компонентами. Схематично геометрия области радиального притока нелинейно вязко-пластичной нефти к центральной точке отбора приведена на рисунке 3.2.

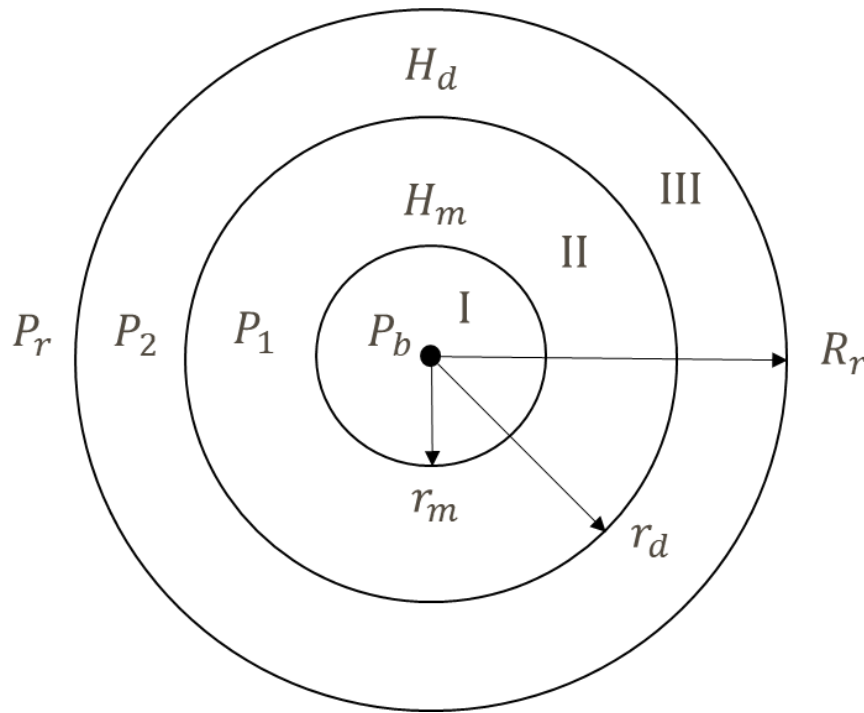


Рисунок 3.2 – Схема радиального притока нелинейно вязко-пластичной нефти к скважине

Определение пар значений «дебит – депрессия» производилось с использованием уравнения притока нефти к забою ствола скважины по закону Дарси, а также с помощью соотношений [124,178,179], которые вносят поправку в модель радиальной фильтрации нелинейно вязко-пластичной нефти:

- 1) при условии, когда зона III охватывает всю область дренирования

$$\Delta P = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \mu_0 \cdot \ln \frac{R_K}{R_c} \quad (3.3)$$

- 2) при условии, когда область дренирования содержит зону III и зону II

$$\Delta P = \frac{Q}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ \mu_0 \cdot \ln \left( \frac{R_K}{r_d} \right) + A \cdot \ln \left( \frac{r_d + B}{R_c + B} \right) \right] \quad (3.4)$$

где  $A = \mu_0 + \frac{\Delta \mu \cdot H}{\Delta H}$ ,  $B = \frac{Q \cdot \Delta \mu}{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta H}$



3) при условии, когда область дренирования скважины содержит зону III, II и I

$$\Delta P = \frac{Q}{2\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ \mu_0 \cdot \ln \left( \frac{R_K}{r_d} \right) + \mu_m \cdot \ln \left( \frac{r_m}{R_c} \right) + A \cdot \ln \left( \frac{H_m}{H} \right) \right] \quad (3.5)$$

4) при условии, что область дренирования скважины содержит только зону II

$$\Delta P = \frac{Q}{2\pi \cdot k \cdot h} \cdot A \cdot \ln \left( \frac{H_m}{H} \right) \quad (3.6)$$

5) при условии, что область дренирования скважины содержит только зоны II и I

$$\Delta P = \frac{Q}{2\pi \cdot k \cdot h} \cdot \left[ \mu_m \cdot \ln \left( \frac{r_m}{R_c} \right) + A \cdot \ln \left( \frac{R_K+B}{r_m+B} \right) \right] \quad (3.7)$$

б) при условии, что в области дренирования находится только зона I

$$\Delta P = \frac{Q}{2\pi \cdot k \cdot h} \cdot \mu_m \cdot \ln \frac{R_K}{R_c} \quad (3.8)$$

где  $\Delta H = H_m - H$ ;  $\Delta \mu = \mu_0 - \mu_m$ .

При проведении расчётов принималось, что радиусы  $r_m$  и  $r_d$  зависят от дебита скважины  $Q$  (м<sup>3</sup>/с) и определяются по формулам

$$r_m = \frac{Q \cdot \mu_m}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot H_m}, \quad (3.9)$$

$$r_d = \frac{Q \cdot \mu_0}{2\pi \cdot k \cdot h \cdot H}, \quad (3.10)$$

где  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $H$  и  $H_m$  – граничные градиенты давления, Па/м;  $\mu_m$  и  $\mu_0$  – соответственно, минимальная и максимальная вязкость нефти, Па·с. Другие используемые параметры:  $R_c$  – радиус скважины, м;  $R_K$  – радиус действия скважины, м;  $P_c$  – забойное давление в скважине, Па;  $P_K$  – пластовое давление (давление на внешней границе области фильтрации), Па.

Результаты расчёта дебитов и депрессий для различных температурных условий исследуемых объектов представлены на рисунках 3.3-3.7.

По форме индикаторных диаграмм определены оптимальные значения температуры в точке отбора продукции через боковой ствол:

для Стреловского месторождения +50 °С;

для Волгановского месторождения +60 °С;

для Аксёновского месторождения:

Балтийский купол +50 °С;

Восточно–Мазуровский купол +50 °С;

Аксёновскоо–Мазуровский купол +60 °С.

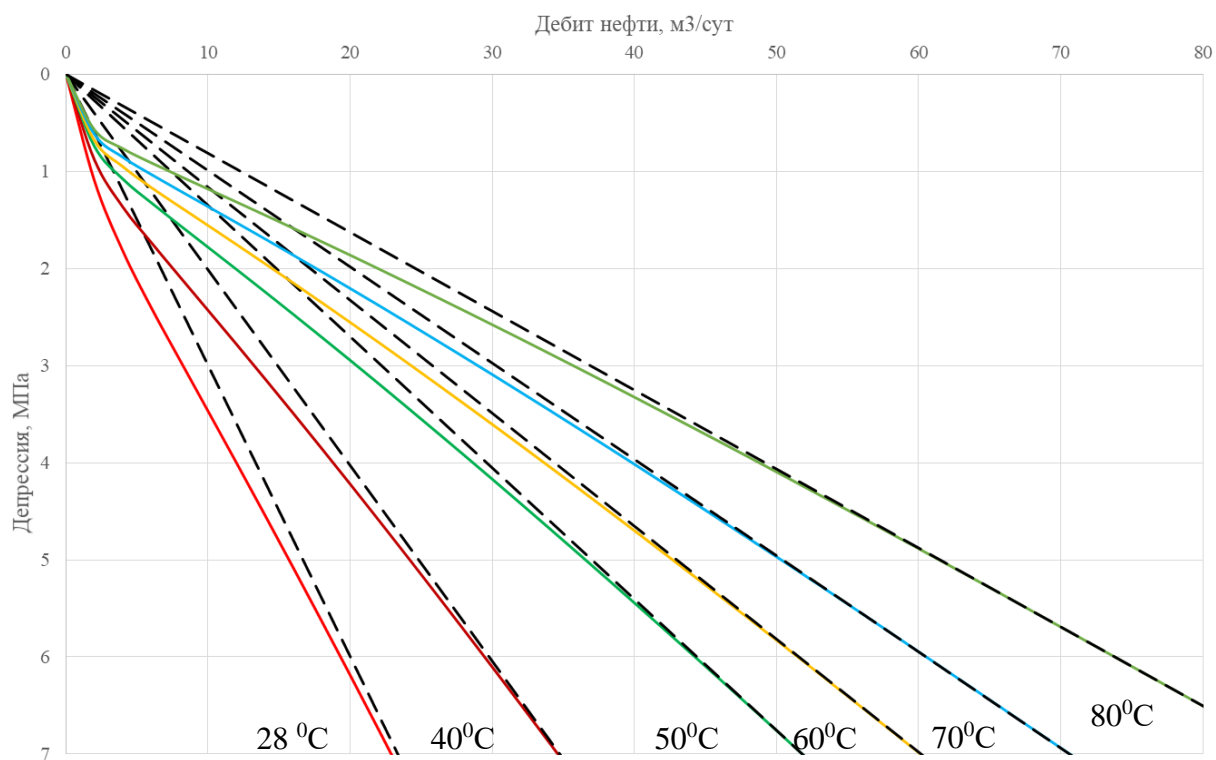


Рисунок 3.3 – Индикаторная диаграмма: Стреловское месторождение

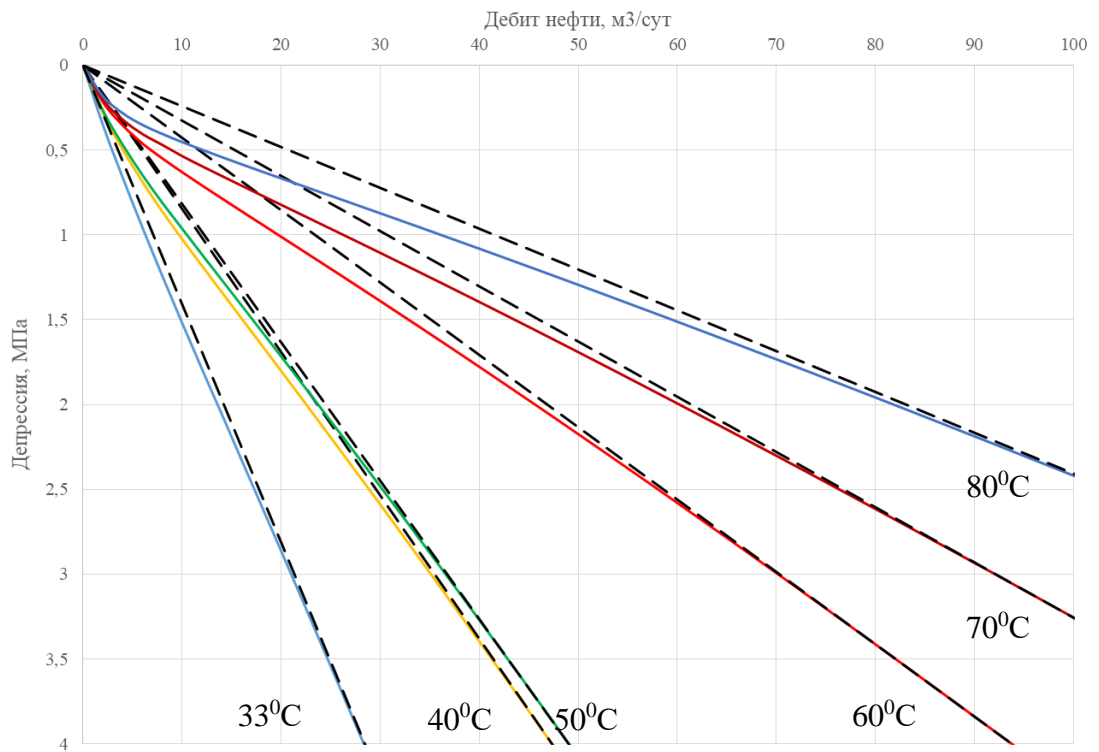


Рисунок 3.4 –Индикаторная диаграмма: Волгановское месторождение

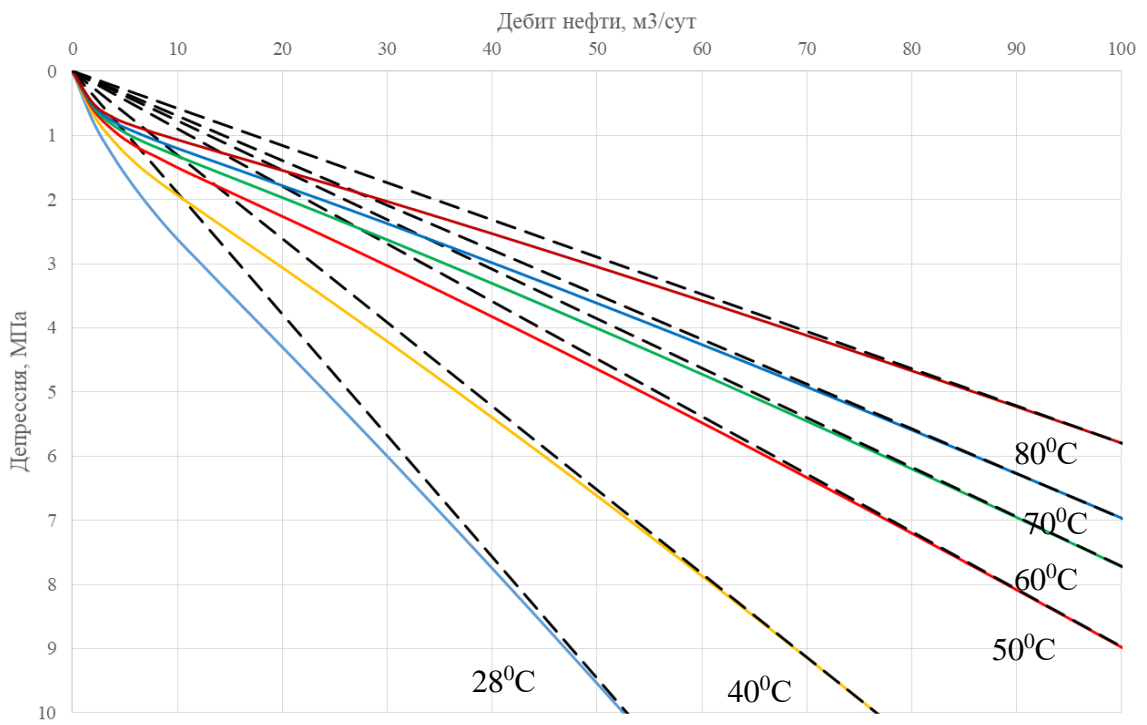


Рисунок 3.5 – Индикаторная диаграмма: Аксёновское месторождение, Балтийский купол

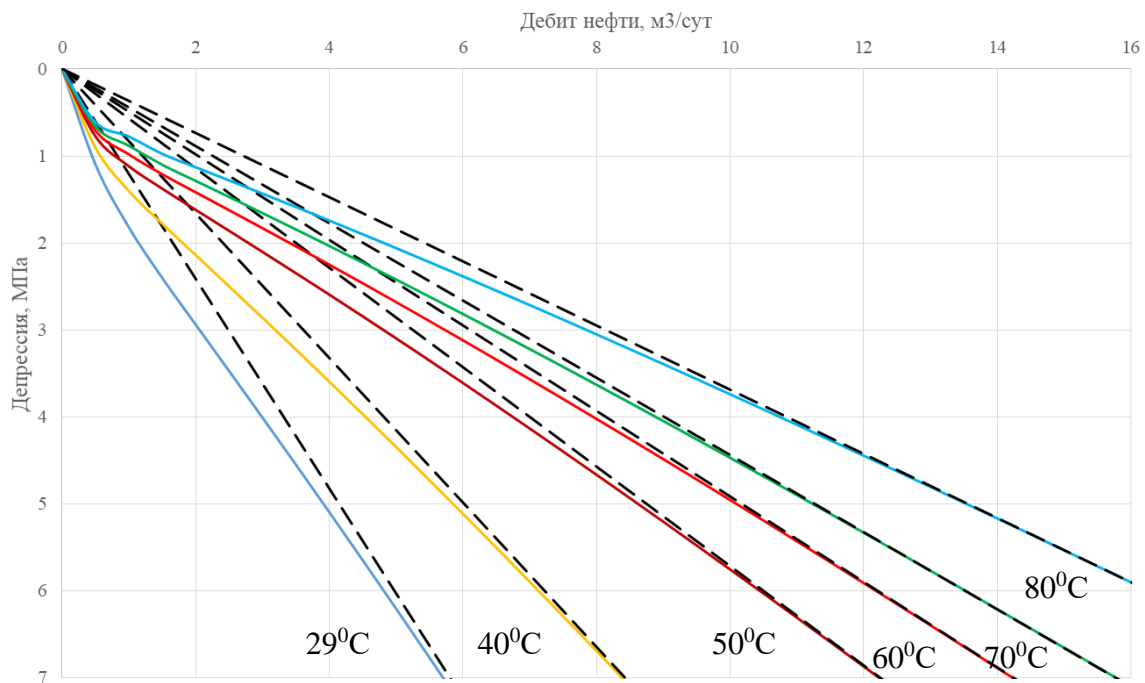


Рисунок 3.6 –Индикаторная диаграмма: Аксёновское месторождение, Восточно–Мазуровский купол

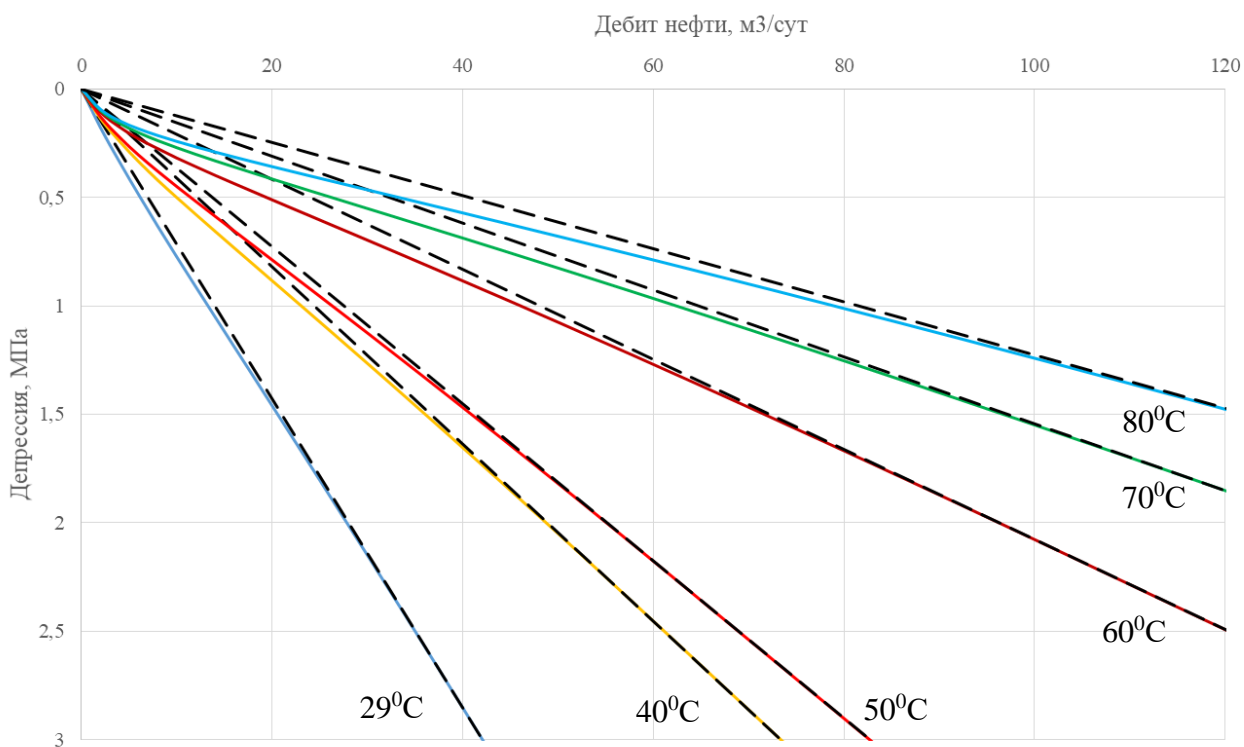


Рисунок 3.7 –Индикаторная диаграмма: Аксёновское месторождение, Аксёновско–Мазуровский купол

Добиться оптимальной глубины и степени прогрева можно, варьируя массу топливных элементов, линейную скорость и продолжительность горения для процесса газодинамического воздействия, либо температуру закачиваемого агента и продолжительность его нагнетания в случае использования подземного парогенератора. Поскольку не исключена возможность значительных тепловых потерь в кровлю и подошву пласта, на стадии проектирования следует рассматривать вариант с меньшим расстоянием между забоями основного вертикального (прогревающего) и бокового (добывающего) стволов.

Ожидаемые дебиты и депрессии, рассчитанные в точке отбора продукции через боковой ствол, представлены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчёта дебитов и депрессий для различных температурных условий

Месторождение / параметр	Депрессия, МПа	$T_{\text{пласта}}$ начальная / оптимальная, °С	Дебит при начальной $T_{\text{пласта}}$ , м <sup>3</sup> /сут	Дебит при оптимальной $T_{\text{пласта}}$ , м <sup>3</sup> /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	10,5
Волгановское	3	33/60	21	70

Снижение депрессий с одновременным поддержанием добычи нефти для пласта  $B_2$  исследуемых месторождений весьма актуально, поскольку он представлен слабосцементированным песчаником и разрушается при увеличении градиентов давления. Вынос песка в скважины осложняет работу оборудования и увеличивает число ремонтов. Ограничение депрессий позволит уменьшить вынос песка в скважины, но при более высокой температуре

сохранится возможность эксплуатировать пласты с достаточно высокими дебитами нефти [104-106,109,157].

### **3.3 Расчёт протяжённости искусственной трещины**

Образование искусственных трещин в породе лежит в основе технологии газодинамического разрыва пласта (ГДРП). Если для термобарического воздействия на залежи высоковязкой нефти в скважине с дуальной системой стволов используется высокоэнергетический высокотемпературный источник (ВВИ) на твёрдом топливе, актуальной задачей является прогнозирование размеров трещин в зависимости от параметров воздействия и природных геологических факторов. В данном разделе диссертационной работы:

обоснован выбор аналитической геомеханической модели развития трещины в нефтенасыщенном пласте в результате высокоэнергетического импульсного воздействия;

исследован механизм образования и определены геометрические параметры трещины, создаваемой по технологии ГДРП;

получена зависимость размеров трещины от давления газообразных продуктов сгорания твердотопливного заряда и толщины обрабатываемого пласта;

обосновано применение технологии зарядного газодинамического разрыва пласта в скважине с дуальной системой стволов;

обосновано направление развития трещины от ГДРП и ориентация бокового ствола скважины с дуальной системой стволов для пласта - объекта предполагаемого воздействия.

#### **3.3.1 Краткое описание технологии ГДРП**

Технология основана на сжигании в интервале перфорации порохового заряда, который состоит из набора пороховых шашек и твердотопливных элементов, закреплённых на металлическом стержне и доставляемых на забой скважины на геофизическом кабеле. Инициатором горения служит запальное устройство, через которое подаётся электрический ток.

Сущность процесса ГДРП заключается в создании на локальном участке в приствольной зоне скважины высокого (пикового) давления в пределах от 35 до 120 МПа, действующего в течение короткого промежутка времени. Возникающие в породе аномальные напряжения, не успевая перераспределиться, приводят к необратимой её деформации и появлению остаточных трещин, разуплотнений, которые заполняются газожидкостной смесью и, после снятия аномального избыточного давления, остаются в раскрытом состоянии. В процессе высокоэнергетического импульсного воздействия также происходит освобождение отверстий фильтра обсадной колонны от органических отложений [180].

Важной частью технологии ГДРП является расчётное сопровождение, позволяющее прогнозировать параметры воздействия – изменение давления и температуры в скважине во времени, длину трещин и радиус зоны обработки. Знание параметров воздействия позволяет не только обоснованно выбрать тип аппарата и уровень высокоэнергетического силового воздействия для преодоления зоны ухудшенной проницаемости, но и исключить аварийные ситуации при проведении работ.

Традиционная схема расположения твердотопливного элемента в скважине показана на рисунке 3.8. В стволе, заполненном жидкостью, выше интервала перфорации установлен генератор давления с зарядами твердого топлива. Движение жидкости начинается в области размещения генератора после воспламенения топлива. Часть жидкости, находящаяся выше генератора, движется к устью скважины и может выбрасываться через него. Другая часть (между генератором и забоем) задавливается частично в пласт через перфорационные каналы, если произойдёт разрыв породы и образование трещин [29].

При работе генераторов давления возникают большеобъёмные перемещения скважинной жидкости. Численное моделирование таких течений в лагранжевых переменных или переменных Эйлера неэффективно из-за

изменения массы жидкости и проблемы расчёта контактных границ, не совпадающих с узлами разностной сетки [30].

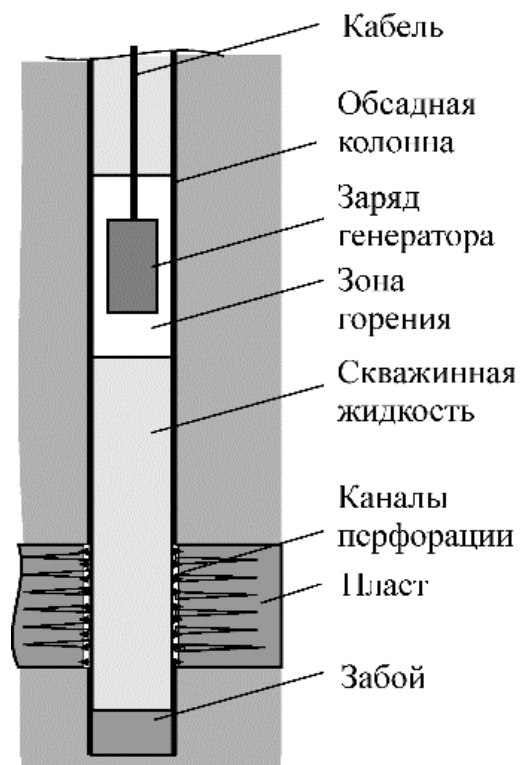


Рисунок 3.8 – Схема расположения твердотопливного элемента в скважине

Расчёт размеров образующихся трещин существенно затруднен из-за большого количества факторов, влияющих на процесс. К их числу относятся: изменение объёма газового пузыря под действием давления продуктов сгорания твердотопливных зарядов, деформация и движение скважинной жидкости, образование нераскрытых трещин и их последующий рост в продуктивном пласте при поступательном движении газожидкостной смеси [108]. Количество и размеры трещин зависят от градиента давления, характера его изменения, а также от конкретных геолого-технических и геолого-физических характеристик скважины и пласта.



### 3.3.2 Физико-математическая модель процессов, происходящих в пласте при ГДРП

С математической точки зрения геомеханическая модель развития трещины, создаваемой по технологии интенсивного газодинамического воздействия, аналогична модели образования трещины при гидроразрыве пласта (ГРП).

Образование, рост и закрепление трещины при ГРП происходит в два этапа. На первом этапе в пласт под высоким давлением задавливается жидкость, которая, по сути, является клином, способствует образованию и росту трещины. На втором – с целью фиксации образовавшейся трещины в неё закачивают проппант.

При ГДРП образование и рост трещины обеспечиваются за счёт задавливания в продуктивный пласт газированной скважинной жидкости без последующей закачки в пласт проппанта с целью закрепления разрыва. Вследствие изменения упругих свойств породы после снятия нагрузки образуется остаточная проточная трещина [29], не поверженная полному смыканию.

Таким образом, уместно более подробно рассмотреть геомеханическую модель развития искусственной трещины, создаваемой в процессе гидроразрыва пласта.

Моделирование процесса гидроразрыва пласта включает определение роста трещины с учётом потерь жидкости гидроразрыва на фильтрацию в пористую среду, а также оценку влияния примеси твёрдых частиц в жидкости на динамику раскрытия трещины и её конечную форму. Расчётным путем можно прогнозировать геометрию трещины и оптимизировать технологию процесса воздействия. Однако в наиболее общей постановке задача моделирования процесса гидроразрыва чрезвычайно сложна. Она объединяет в себе описание таких процессов, как течение смеси неньютоновской жидкости и твёрдых частиц внутри трещины, перенос и осаждение твёрдых частиц, фильтрация жидкости в породу через поверхность трещины, деформация

породы в окрестности скважины и трещины, распространение трещины. Уравнения, описывающие перечисленные процессы, нелинейны и сильно взаимосвязаны.

По детальности описания механизма деформации породы все модели гидроразрыва пласта можно разделить на четыре группы, характеризующиеся размерностью уравнений, описывающих деформацию под действием давления жидкости гидроразрыва. В одномерных моделях эти уравнения могут быть сведены либо к алгебраическому соотношению, связывающему избыточное давление в трещине с её шириной, либо к интегральному соотношению между данными параметрами. Далее более подробно рассматриваются модели первой группы.

Одномерные модели имеют два существенных недостатка: 1 - трещина рассматривается как плоский разрез; 2 - трещина распространяется только в продольном направлении. Несмотря на простоту и неспособность предсказывать результаты реальных гидроразрывов с достаточной степенью точности, данные модели позволяют описывать взаимное влияние процессов фильтрации, течения жидкости, переноса проппанта, деформации и разрушения. Это делает их фундаментом для развития моделей каждого из процессов и оценки их влияния на качество описания поведения трещины в целом [181].

Одномерные модели характеризуются плоским симметричным представлением трещины гидроразрыва. Однако в зависимости от используемой геометрической концепции они, в свою очередь, могут быть отнесены к двум группам.

Первая группа состоит из моделей, описывающих прямолинейное распространение трещины, исходящей из линейного источника. Такой тип гидроразрыва может быть достигнут воздействием через большой перфорированный интервал скважины, на котором сформировался линейный источник закачки. Следовательно, такие плоские трещины должны локализоваться в вертикальной плоскости, проходящей через ось скважины.

Вторая группа моделей описывает радиально симметричное распространение трещины из точечного источника. Такой тип гидроразрыва можно ожидать при закачке через узкий окружной слой перфорации, при котором создаётся точечный источник закачки. Если исключить из рассмотрения эффекты силы тяжести, то плоскость распространения трещины в этом случае может располагаться под любым углом относительно оси скважины.

Отличительными особенностями моделей второй группы являются [182-186]: наличие в задаче горизонтальной плоскости симметрии, перпендикулярной направлению действия наименьших главных напряжений, вдоль которой трещина распространяется; наличие осевой симметрии в горизонтальной плоскости.

### **Модель Христиановича-Гиртсма-де Клерка (KGD)**

Основные принципы этой модели, в том числе, геометрическая концепция, показанная на рисунке 3.9, предложены С.А. Христиановичем и Ю.П. Желтовым в 1955 г. в работе [187] и затем развиты Гиртсма и де Клерком [188]. Такая геометрическая концепция справедлива при допущении, что высота трещины значительно превосходит её общую длину  $2L$ , и влиянием верхней и нижней границ можно пренебречь. Это позволяет считать горизонтальные сечения трещины одинаковыми и при описании деформации породы и её разрушения использовать двумерную постановку задачи упругости.

В квазистатическом приближении и предположении отсутствия сдвиговых напряжений на границах прямолинейной трещины следует интегральное соотношение между раскрытием трещины  $W$  и избыточным давлением жидкости в ней [181].

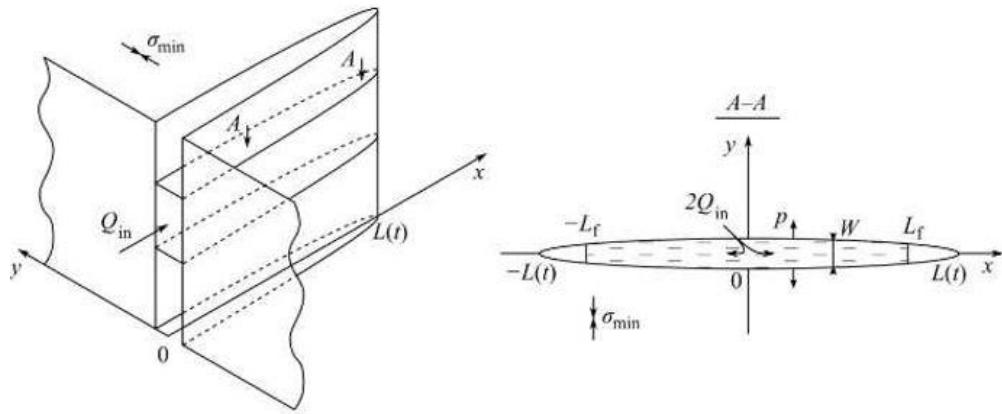


Рисунок 3.9 – Геометрическая концепция KGD-модели

Движение жидкости гидроразрыва в трещине описывается в одномерном приближении при пренебрежении инерцией, сжимаемостью жидкости и потерей импульса при её оттоке в породу. Областью течения жидкости считается интервал от нуля до фронта жидкости  $L_f(t)$ , положение которого в зависимости от варианта модели может как совпадать, так и не совпадать с положением окончания трещины  $L(t)$ . В последнем случае говорят об отставании фронта жидкости. Уравнение количества движения следует из решения задачи о течении ньютоновской жидкости между двумя плоскостями, разнесёнными на расстояние  $W(x)$ .

KGD-модель учитывает величину трещиностойкости породы. В [189] отмечается, что при больших временах трещиностойкость должна влиять на профиль раскрытия крыла трещины главным образом вблизи его окончания. Концепция недостижения жидкостью разрыва окончания трещины является важным элементом механики трещины. В работах [190-193] это явление рассмотрено отдельно и доказано, что эффект отставания фронта жидкости от окончания трещины влияет на профиль раскрытия крыла трещины исключительно около его окончания и только при достаточно больших длинах  $L$ .

### Модель Перкинса-Керна-Нордгрена (PKN)

Перкинс, Керн и Нордгрэн в работе [194] предложили иную концепцию гидроразрыва, отличающуюся от рассмотренной в KGD-модели. Предполагается, что трещина гидроразрыва имеет постоянную высоту  $H$ ,

которая значительно меньше общей длины трещины  $2L$ , как показано на рисунке 3.10. При таком допущении изменение параметров трещины вдоль её длины мало, и деформацию породы можно рассматривать в каждом вертикальном сечении изолированно, как плоское деформированное состояние. Тогда, предполагая постоянство избыточного давления внутри каждого вертикального сечения трещины, получим эллиптический профиль раскрытия трещины в этом сечении.

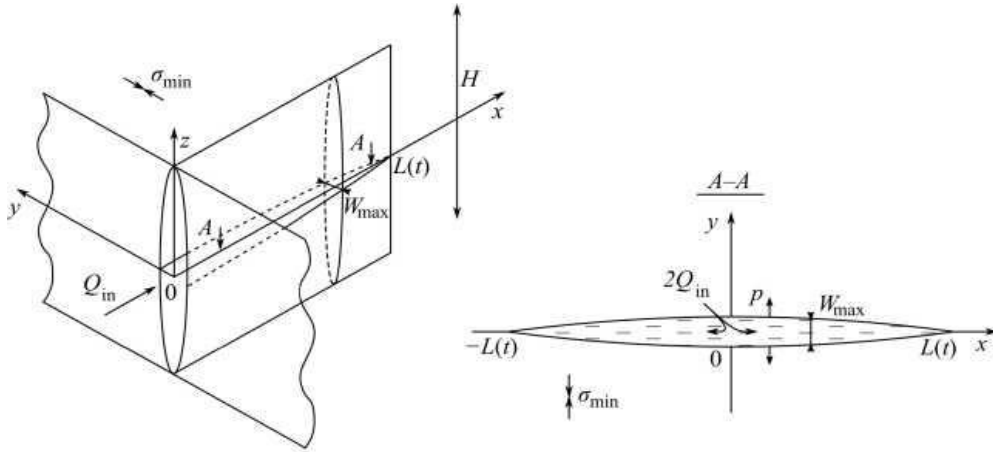


Рисунок 3.10 – Геометрическая концепция PKN-модели

Таким образом, в модели Перкинса и Керна форма профиля раскрытия трещины не зависит от времени, и весь процесс гидроразрыва является равновесным.

### 3.3.3 Определение параметров длины и раскрытия остаточной трещины

Одномерные модели KGD и PKN послужили основой для развития геомеханической модели образования трещины, создаваемой по технологии газодинамического разрыва пласта.

Несмотря на то, что обе модели KGD и PKN являются одномерными, следует обратить внимание на существенное различие, которое позволяет разделять PKN- и KGD-подобные модели. В PKN-модели связь раскрытия трещины и давления локальна - раскрытие в каждой точке трещины зависит только от давления в этой точке. Как следствие, можно свести систему уравнений модели к одному дифференциальному уравнению или системе

уравнений. В KGD-модели эта связь глобальна - раскрытие трещины в каждой точке зависит от распределения давления вдоль всей трещины. Это приводит к появлению связанных интегро-дифференциальных уравнений, которые решаются итерационными методами или, в частных случаях, аналитически [195,189].

В PKN-модели трещиностойкость породы не учитывается. В любом случае считается, что жидкость гидроразрыва заполняет всю трещину, вплоть до окончания. На конце трещины не возникает сингулярных напряжений. Таким образом, в модели PKN механика трещины в пределах её окончания не учитывается.

Следует отметить, что одномерные модели KGD и PKN, как упоминалось ранее, позволяют провести геомеханическое моделирование задачи трещинообразования с обязательным закреплением трещины ГРП пропантом. Однако при моделировании трещинообразования от ГДРП необходим учёт изменения упругих свойств породы продуктивного пласта в месте контакта газожидкостной смеси с породой в момент приложения критично высоких давлений и после снятия нагрузки. Для учёта этих процессов в геомеханической модели предлагается варьирование значениями модуля Юнга и коэффициента Пуассона – как основных параметров, описывающих упругие свойства материала. При этом соотношение модуля Юнга породы до и после воздействия принято в диапазоне от 0,4 до 0,6.

Согласно существующим представлениям, скважинная жидкость, задавливаемая в пласт порохowymi газами, по аналогии с жидкостью разрыва играет роль клина, раздвигающего стенки трещины. При этом длина образуемой первоначальной трещины  $l_1$  (радиус зоны деформации) больше глубины проникновения жидкости в пласт, то есть больше длины остаточной трещины  $l_2$ .

Для определения максимального раскрытия вертикальной остаточной трещины, или её ширины вблизи скважины, существует зависимость [196]:

$$W_0 = \frac{4 \cdot (1 - \nu_2^2) \left(1 - \frac{E_1}{E_2}\right) \cdot P \cdot l_2}{\pi \cdot E_2} \cdot 2 \cos 2\theta_0 \cdot \ln \frac{1 + \operatorname{tg} \theta_0}{1 - \operatorname{tg} \theta_0} \quad (3.11)$$

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

$$W(x) = \frac{(\chi_1 + 1) \cdot (\xi_2 - 1) \cdot P \cdot l_2}{2\pi \cdot \mu_2} \cdot \left[ \cos 2\theta \cdot \ln \frac{\sin 2(\theta + \theta_0)}{\sin 2(\theta - \theta_0)} + \cos 2\theta_0 \cdot \ln \frac{\operatorname{tg}(\theta + \theta_0)}{\operatorname{tg}(\theta - \theta_0)} \right] \quad (3.12)$$

Отношение длины остаточной трещины  $l_2$  к длине первоначальной трещины  $l_1$  определяется следующим образом:

$$\frac{l_2}{l_1} = \frac{\sin \left( \frac{\pi \cdot P_{\text{бок}}}{2 \cdot P} \right)}{\sin \left( \frac{\pi \cdot P_{\text{бок}}}{2 \cdot P \left(1 - \frac{E_1}{E_2}\right)} \right)} \quad (3.13)$$

В выражениях (3.11) -(3.13):

$$\theta_0 = \frac{\pi}{4} \cdot \left(1 - \frac{P_{\text{бок}}}{P}\right) \cdot \frac{1}{1 - E_1/E_2};$$

$$\theta = \frac{1}{2} \arccos \frac{x}{l_2};$$

$$\chi_1 = 3 - 4 \cdot \nu_1; \quad \chi_2 = 3 - 4 \cdot \nu_2;$$

$$\mu_1 = \frac{E_1}{2 \cdot (1 - \nu_1)}; \quad \mu_2 = \frac{E_2}{2 \cdot (1 - \nu_2)};$$

$$\xi_2 = \frac{\mu_2 \cdot \chi_1}{\mu_1 \cdot \chi_2},$$

где  $P_{\text{бок}}$  – боковое (горизонтальное) горное давление, Па;  $P$  – давление, создаваемое генератором, Па;  $E_1$  и  $E_2$  – модули Юнга породы до и после

воздействия соответственно, Па;  $\nu_1$  и  $\nu_2$  – коэффициент Пуассона породы до и после воздействия.

### 3.3.4 Реализация геомеханической модели ГДРП

Прогнозный расчёт параметров трещины при газодинамическом воздействии на пласт выполнен для охарактеризованных выше месторождений Самарской области. Пласты – объекты предполагаемого высокоэнергетического импульсного воздействия имеют близкие геолого-физические характеристики, вследствие чего их можно считать пластами-аналогами.

Для пласта, залегающего на глубине 1410 м, расчётное вертикальное горное давление составляет 34,9 МПа (при средней плотности пород, расположенных выше по разрезу, 2500 кг/м<sup>3</sup>). Боковое горное давление, если допустить, что коэффициент Пуассона до ГДРП равен 0,23, составляет 14,1 МПа.

Также следует принять, что деформация при нагрузке происходит во всей области с модулем Юнга  $E_1$  и образованием первичной трещины  $l_1$ , а при разгрузке - с модулем Юнга  $E_2$  и образованием остаточной трещины  $l_2$ . При таких условиях трещина после снятия с её контура нагрузки не сомкнется полностью, и таким образом сформируется остаточная проточная трещина от газодинамического воздействия на пласт.

Поскольку расклинивающим агентом, раздвигающим стенки трещины после воспламенения заряда ГДРП, является скважинная газированная жидкость, определение длины остаточной трещины  $l_2$  произведено по формуле, используемой в расчётах гидроразрыва пласта [196]:

$$l_2 = \sqrt{\frac{V_{жс} \cdot E_2}{5,6 \cdot (1 - \nu^2) \cdot h \cdot (P_c - P_{бок})}}. \quad (3.14)$$

Расчёт основных параметров, таких как первоначальная длина трещины, остаточная длина трещины, а также ширина остаточной трещины выполнен для толщины пласта, изменяющейся в диапазоне от 2 до 12 метров, а также



варьируемого давления газодинамического воздействия на пласт. Результаты расчёта приведены в таблице 3.4. О влиянии толщины пласта и режима воздействия на размеры создаваемой трещины можно судить по графикам, представленным на рисунках 3.11 – 3.12.

Таблица 3.4 – Результаты расчёта геометрических параметров трещины ГДРП

Толщина пласта, м	Остаточная длина трещины $l_2$ , м	Первоначальная длина трещины при давлении 100 МПа $l_1$ , м	Первоначальная длина трещины при давлении 42,5 МПа $l_1$ , м	Ширина остаточной трещины при давлении 100 МПа $w_2$ , мм	Ширина остаточной трещины при давлении 42,5 МПа $w_2$ , мм
2	60,3	108,2	103,3	10,4	5,6
4	42,6	76,5	73	7,3	3,9
6	34,8	62,5	59,6	5,9	3,2
8	30,1	54,1	51,6	5,2	2,8
10	26,9	48,4	46,2	4,6	2,5
12	24,9	44,7	42,7	4,3	2,3

При одинаковой толщине пласта ширина образующейся трещины, в отличие от длины, будет существенно зависеть от давления, создаваемого газогенерирующим устройством. Уменьшение давления от 100 МПа до 42,5 МПа, согласно расчёту, позволит создать трещину, ширина которой окажется меньше в 1,8 раза [197].

Остаточная длина не зафиксированной трещины, согласно расчёту, почти в два раза меньше длины трещины, полученной при инициации.

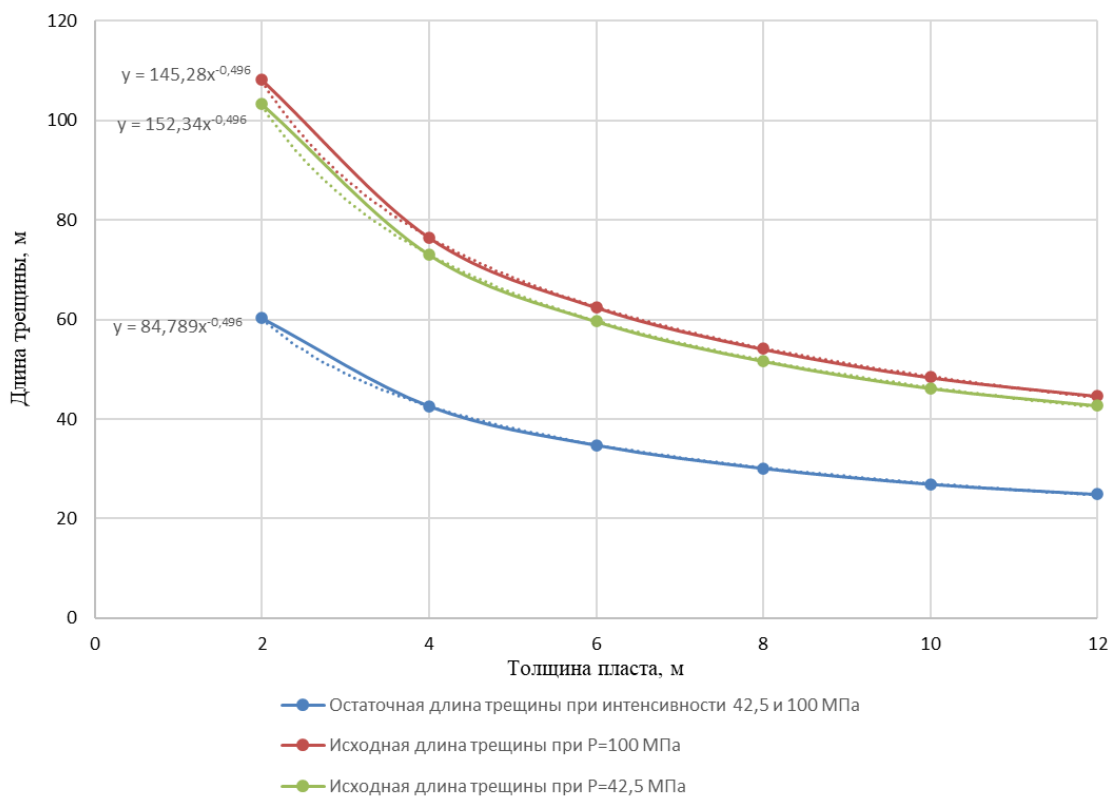


Рисунок 3.11 – Зависимость длины трещины ГДРП от толщины пласта и давления воздействия

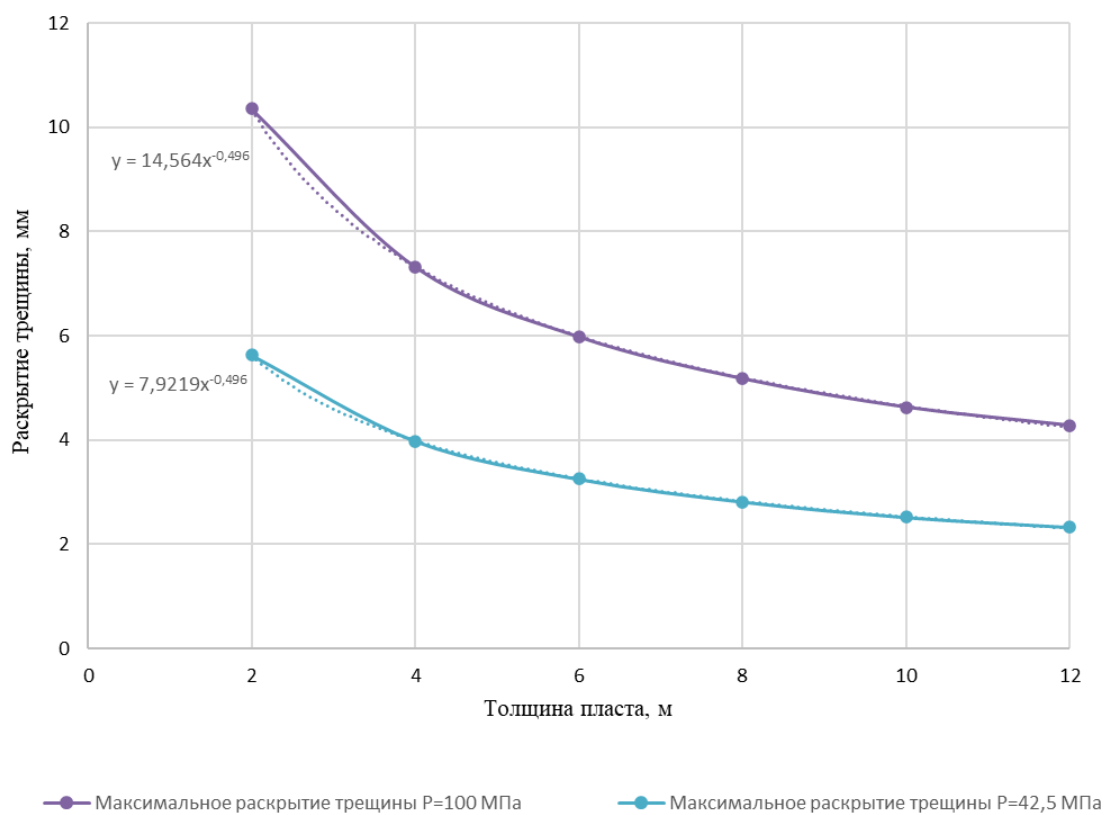


Рисунок 3.12 – Зависимость раскрытия трещины ГДРП от толщины пласта и давления воздействия

Полученные результаты выражаются аналитической степенной зависимостью длины ( $l$ ) трещины и ширины ( $\delta$ ) от толщины ( $x$ ) обрабатываемого продуктивного пласта:

$$l(x) = n \cdot x^{-0,496}, \quad (3.15)$$

$$\delta(x) = n \cdot x^{-0,496}, \quad (3.16)$$

где  $n$  - числовой коэффициент, который зависит также от интенсивности обработки (см. рис. 3.11, 3.12).

Описывая основные геометрические параметры трещины ГДРП необходимо учесть не только решение задачи в вертикальной, но и в горизонтальной проекции – определить направление развития трещины, а значит и ориентацию в пространстве бокового ствола скважины с дуальной системой стволов в процессе ее строительства.

Для территории Волго-Уральской нефтегазоносной области (Восточный борт Мелекесской впадины), где расположено Волгановское месторождение, а также все объекты исследования, направление горизонтальных напряжений определено как 40-50 градусов для максимального напряжения и 130-140 градусов для минимального напряжения [198]. Направление региональных напряжений подтверждено и данными ГРП, так как трещины распространяются вдоль максимального напряжения. Распространение разломов вдоль максимальных напряжений обусловлено тем, что трещины раскрываются вдоль наименьшего сопротивления, то есть вдоль минимальных напряжений (рисунок 3.13).

Для оценки величин напряжений в массиве продуктивного пласта Б<sub>2</sub> Волгановского месторождения была рассмотрена скважина №18. Напряжения были рассчитаны исходя из каротажных данных (скорости продольных, поперечных волн и плотности), разделение коллектор – не коллектор проводилось на основе базы гамма-каротажа.

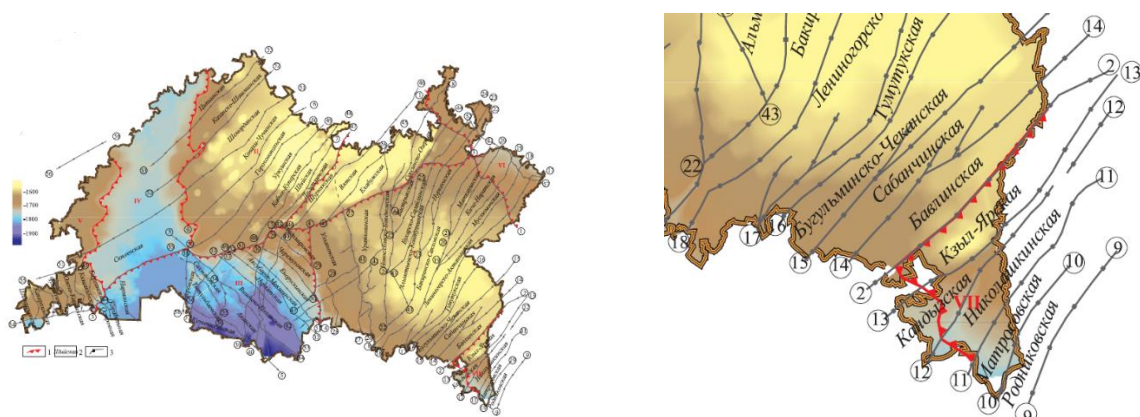


Рисунок 3.13 – Тектоническая схема поверхности кристаллического фундамента

В результате, исходя из теории пороупругости, были рассчитаны вертикальное и два горизонтальных напряжения (рисунок 3.14).

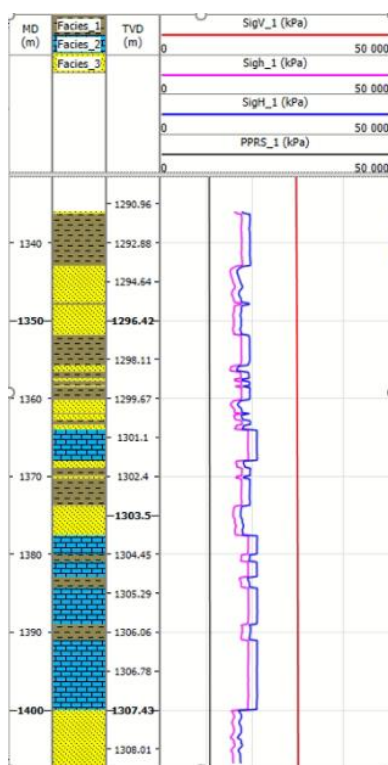


Рисунок 3.14 – Распределение вертикального и горизонтальных напряжений.

Стратиграфическая колонка: жёлтый – песчаники, коричневый – глины, голубой – карбонаты.

Чёрная линия – поровое давление, розовая – минимальное горизонтальное, синяя – максимальное горизонтальное, красная – вертикальное напряжение.

Полученные горизонтальные напряжения были применены к двумерной задаче Кирша (рисунок 3.15). Задача решалась с учётом пластической деформации на основе модели Друккера-Прагера [199-200], что позволило сопоставить направление максимального напряжения и зоны локализации

пластических (необратимых) деформаций, по которым в дальнейшем и будет развиваться разлом (потенциальная трещина), так как это зона будет ослаблена с точки зрения прочностных свойств.

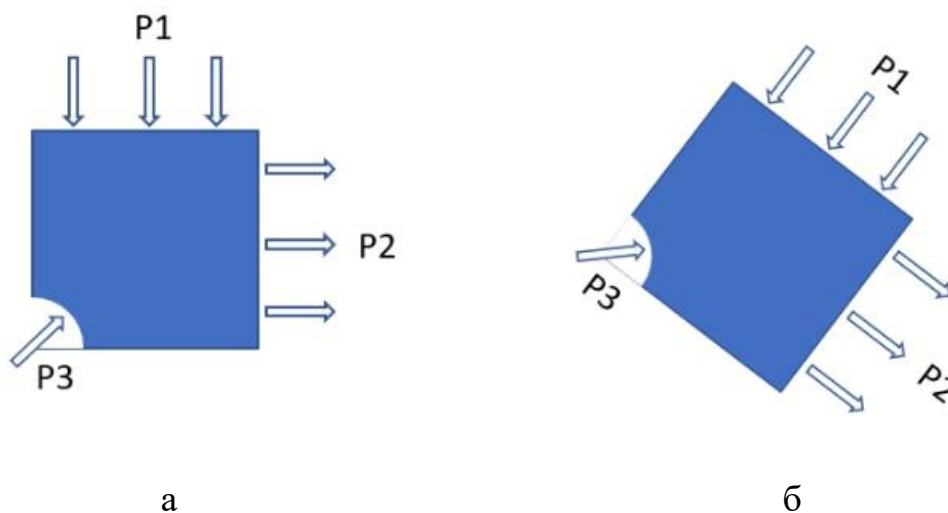


Рисунок 3.15 – Определение направления трещины

а – максимальное горизонтальное напряжение, б – минимальное горизонтальное напряжение. (в соответствии с региональными напряжениями)

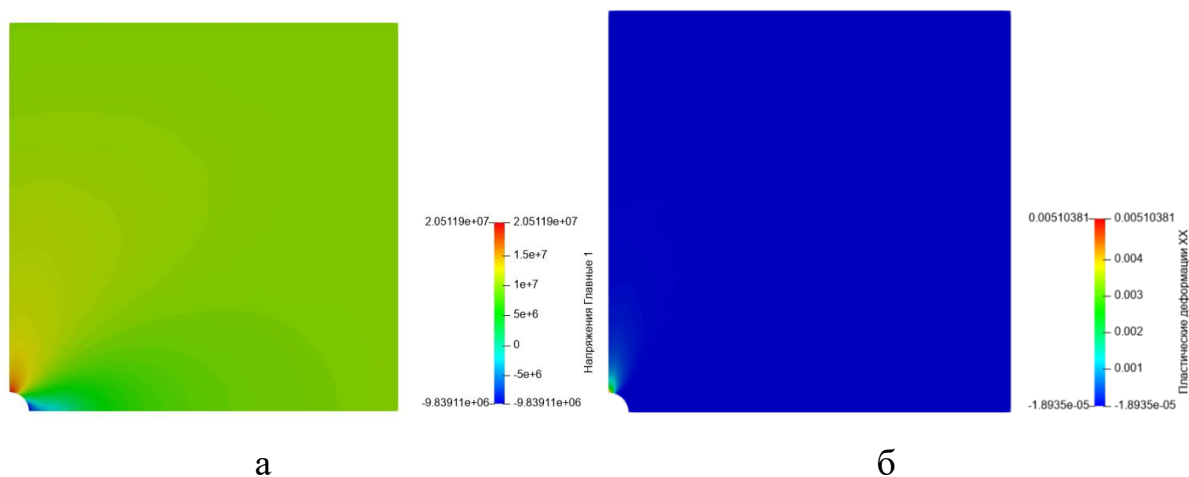


Рисунок 3.16 – Распределение максимальных горизонтальных напряжений (а), максимальная пластическая деформация (б)

Основной задачей технологии газодинамического воздействия на продуктивный пласт является создание сетки трещин для увеличения проницаемости призабойного участка пласта. Однако при использовании данной технологии на месторождениях высоковязкой нефти могут быть

получены недостаточно высокие абсолютные приросты дебита нефти из обработанной скважины.

Наиболее вероятной причиной могут служить те необратимые изменения, которые происходят в породе при высоких давлениях и температурах. Проницаемость призабойного участка пласта способна снижаться из-за твердофазного спекания пористого материала породы и жидкофазного спекания тяжёлых углеводородов, что влечёт за собой уменьшение диаметра сквозных канальных пор. Побочных эффектов газодинамического воздействия можно избежать, если производить отбор флюида за пределами зоны ожидаемого повреждения породы по технологии ГДРП в скважине с дуальной системой стволов [201]. Образовавшаяся трещина с заданными параметрами служит проводником образующейся газожидкостной смеси. Проектное расстояние между забоями зависит от интенсивности газодинамического воздействия на пласт, степени прогрева пласта, особенностей процесса трещинообразования и прогнозируемых геометрических параметров трещины.

С целью оптимизации режима горения твердотопливных зарядов, уточнения модели теплопереноса и обоснования отхода бокового ствола от вертикали необходимо прогнозирование размеров трещин на стадии проектирования работ.

Согласно расчёту с использованием KGD-подобной модели, длина и ширина образующегося канала существенно зависят от толщины обрабатываемого пласта (интервала). Чем больше толщина, тем при одинаковой интенсивности воздействия меньше длина и ширина образующейся трещины.

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.

Геометрические параметры трещины можно регулировать, подбирая тип твёрдого топлива, компоновку снаряжения газогенерирующего устройства, конструкцию и режим горения заряда.

Локальная задача по определению направления развития трещины ГДРП и ориентации бокового ствола скважины решается с учётом напряжённо-деформируемого состояния горных пород.

### **3.4 Определение радиуса прогрева пласта и расстояния между забоями вертикального и бокового стволов**

#### **3.4.1 Техника и основы технологии парогазового воздействия**

Разновидностью высокотемпературного воздействия на пласт, содержащий углеводороды, является парогазовое воздействие. Оно осуществляется посредством закачки в пласт под высоким давлением теплоносителя (перегретого пара) и растворимых в нефти газов.

Пар в поровом объёме пород выполняет две функции: передаёт тепло и вытесняет нефть. Оптимизировать одновременно обе функции проблематично. В большинстве операций в пласт нагнетают избыток тепла с целью вытеснения нагретой нефти. Эксперименты на моделях [202] продемонстрировали возможность замены некоторой части пара инертным газом. Однако, по свидетельству авторов [203], для замены 15 м<sup>3</sup> пара потребуется закачать примерно 15 тыс. м<sup>3</sup> инертного газа. Если вместе с паром закачивать газы, растворимые в нефти, то можно достичь дополнительного снижения вязкости.

Лабораторными исследованиями на линейных моделях установлено [204], что нагнетание дымовых газов или углекислого газа совместно с паром способствует повышению коэффициента вытеснения нефти. А наличие неконденсирующихся газов инициирует развитие газонапорного режима, который является активным механизмом повышения эффективности парогазового воздействия.

Совместное нагнетание теплоносителя и газа ( $N_2+CO_2$ ) позволяет улучшить вязкостное соотношение за счёт уменьшения вязкости нефти при растворении в ней азота и углекислоты и одновременно снизить расход теплоносителя. Интенсивность снижения вязкости нефти повышается с добавлением к теплоносителю газа, так как с ростом температуры и давления количество растворённого в нефти топочного газа (как и азота в чистом виде) увеличивается.

На эффективность парогазового воздействия, в отличие от паротеплового воздействия, влияют: интенсивный перенос лёгких углеводородных фракций газовой составляющей; объёмное расширение нефти за счёт растворения углекислого газа и азота; возможность регулирования температурой начала конденсации.

Технология, являясь экологически чистой, позволяет повысить темп отбора жидкости из пласта и приводит к снижению парогазонефтяного фактора. Наиболее эффективна она при тепловой обработке прискважинных участков продуктивного пласта с трещиноватым типом коллектора и высокопроницаемыми пропластками. Загущение теплоносителя дисперсными частицами сажи и его дальнейшее нагнетание под высоким давлением в пласт способствует также предупреждению прогрева теплоносителя.

Типовой состав парогазового теплоносителя включает в себя 50-75% воды, 5-12% углекислоты и 20-38% азота [202]. Топливом может служить лёгкая нефть, дизельное топливо, керосин и прочее.

Поверхностные установки для производства комбинированного теплоносителя (парогазовой смеси) характеризуются тем же набором недостатков, что и наземные парогенераторы. В частности, требуется специальное оборудование для подготовки и доставки в пласт теплоносителя, а также источник с большим запасом воды и оборудование по её подготовке с высокой пропускной способностью. К недостаткам относятся высокая энергоёмкость процесса, увеличение объёма попутного газа и экологические



проблемы (образование высокообводнённой стабильной эмульсии, продуктов сгорания топлива).

Основными проблемами наземных установок являются существенные потери тепла как при транспортировке разогретого агента до устья скважины, так и непосредственно при доставке его к забойному участку ствола. В северных широтах наибольшую опасность представляет растепление пород вечной мерзлоты вследствие утечек пара по стволу скважины. Для предотвращения утечек пара применяются наземные паропроводы и насосно-компрессорные трубы (НКТ) в специальном, теплоизоляционном исполнении. Однако использование данного оборудования значительно увеличивает стоимость технологии воздействия на пласт.

С целью более рационального использования тепла предпочтительнее применять парогенераторы, размещённые непосредственно на забое обрабатываемой скважины.

### **3.4.2 Обзор отечественного и зарубежного опыта**

В середине 70-х годов прошлого века Министерство энергетики США утвердило программу по развитию технологий эффективного использования пара для разработки месторождений высоковязких и битуминозных нефтей, получившую название «Deep Steam» [35, 34]. Компанией, приступившей к реализации данной программы, стала Sandia National Laboratories. В рамках работы по программе компанией были выбраны два направления: первое - разработка оборудования для транспортировки пара от наземных парогенераторов до прогреваемого пласта через обрабатываемую скважину; второе - разработка и тестирование конструкции внутрискважинных парогенераторов.

В результате были изготовлены два экспериментальных образца парогенераторов разного типа:

– внутрискважинный парогенератор, использующий в качестве топлива дизельное топливо, а в качестве окислителя – атмосферный воздух;

– наземный парогазогенератор, использующий в качестве топлива дизельное топливо, а в качестве окислителя – кислород.

Промысловые испытания внутрискважинного парогазогенератора осуществлялись в период с 1981 по 1982 гг. компанией Long Beach Oil Development Company на месторождении Вилмингтон. В течение тестовых испытаний суммарная наработка устройства на отказ составила порядка 3,5 месяцев, получен прирост суточной добычи нефти с 50 баррелей/сут до 100 баррелей/сут.

Отечественным примером служит разработанная в ОАО «Роснефть-Термнефть» (завод «Нефтетерммаш», Россия) парогазогенераторная установка «Дракон» УПГГ-10/16, предназначенная для выработки парогазового теплоносителя непосредственно на забое скважины с производительностью 10 т/ч при давлении 16 МПа с температурой до 350 °С и проведения циклических тепловых обработок призабойных зон скважин парогазовой смесью [205].

Конструкционно агрегат представляет собой малогабаритную камеру сгорания высокого давления, в которую наряду с подачей топлива и окислителя (воздуха) впрыскивается под давлением вода, обеспечивающая при испарении получение смеси продуктов органического топлива с водяным паром, то есть парогазовую смесь. Скважинный парогазогенератор позволяет непосредственно на забое скважины генерировать теплоноситель, в химический состав которого входит не только вода (50%), но и азот (38%), а также углекислый газ (12%). Температура парогазовой смеси на выходе из аппарата зависит в основном от количества впрыскиваемой воды и может регулироваться в диапазоне от 150 °С до 350 °С.

Принцип работы парогазогенератора заключается в следующем:

– воздух высокого давления от компрессорной станции и дизельное топливо подаются насосом в камеру сгорания высокого давления, где происходит сжигание топливно-воздушной смеси с температурой до 1600 °С и образуются газообразные продукты сгорания топлива, в состав которых входят азот, окись и двуокись углерода;

– вода, техническая или пластовая, без предварительной химической подготовки подаётся насосом в рубашку охлаждения камеры сгорания высокого давления и из неё - в испарительную камеру в том количестве, которое обеспечивает требуемую температуру парогазовой смеси на выходе из генератора;

– температура наружной поверхности парогазогенератора по длине камеры сгорания составляет от 30 до 75 °С, а по длине испарительной камеры – от 150 до 350 °С.

При работе устройства топливо подаётся через форсунку в головной части камеры, в которой размещается запальное устройство с завихрителем для подачи воздуха. Впрыскивание воды для образования парогазовой смеси осуществляется с помощью сопел, размещенных у хвостовой части камеры.

Промысловыми испытаниями парогазового воздействия на высоковязкую нефть были подтверждены результаты теоретических и лабораторных исследований как в России, так и за рубежом [204, 205].

На Южно-Зыбзинской площади месторождения Зыбза-Глубокий Яр (Краснодарский край) в 1998 г. впервые в России была осуществлена парогазоциклическая обработка пробной скважины. За три месяца эксплуатации после первого цикла было добыто 305 т нефти, тогда как за три предшествующих года – лишь 102 т. Обводнённость пластовой жидкости до обработки скважины парогазовым теплоносителем достигала практически 100%, тогда как после обработки – 40% с последующим снижением до 35% и дальнейшим сохранением процента в течение 6 месяцев. Впоследствии всего было обработано более 25 скважин. При этом следует отметить, что нефть, добываемая при пластовой температуре 19 °С, тяжёлая (907 кг/м<sup>3</sup>), высоковязкая (более 4000 мПа·с) и является высокосмолистой (16,6%).

Промысловые испытания установок скважинного парогазогенератора типа «Дракон» проводились также на скв. 1517 и 1525 Усинского месторождения. Целью испытаний было инициирование внутрипластового горения. График эксплуатации скважин позволил констатировать, что среднесуточный дебит

нефти после первого цикла возрос с 0,39 т/сут до 3,9 т/сут с последующим снижением до 2,5 т/сут в течение 8 месяцев эксплуатации.

Отличительной особенностью опытных работ по обработке пласта парогазом на месторождении Колд-Лейк (Канада) являлось нагнетание небольших объёмов пара за один цикл. При этом сам цикл длился примерно две недели. В пласт закачивали около 1,2 тыс. тонн пара. Цикл добычи продолжался примерно три месяца. В процессе проведения опытных работ менялась концентрация углекислоты и скорость нагнетания пара. Было установлено, что наиболее приемлемая концентрация углекислого газа равна 15%, а темпы нагнетания пара – 80-95 т/сут на одну скважину.

Опытно-промысловые работы по применению парогаса проводились также на месторождении Демьен-Вест (Венгрия) в 1989 г. при участии НПО «Термнефть» и также были признаны успешными.

Основываясь на общемировых результатах в области разработки оборудования для теплового воздействия на пласты, содержащие высоковязкую и битуминозную нефть, российская компания ОАО «РИТЭК» совместно с другими ведущими научными организациями разработала и изготовила «Технологический комплекс с забойным парогазогенератором на монотопливе» [36] (далее – Комплекс).

Монотопливо – это раствор аммиачной селитры с добавлением водородосодержащих компонентов. В качестве монотоплива может быть использован водный раствор аммония и карбамида. После подогревания до температуры 350 °С в течение 5-6 минут монотопливо сжигается в процессе термолиза, не образуя сажу, углеводородная составляющая отсутствует.

По данным разработчика, парогазогенератор конструктивно состоит из трёх отсеков. В приборном отсеке размещаются приборы системы управления и измерений, в клапанном отсеке находятся электромагнитные клапаны, управляющие подачей рабочих компонентов, и датчик, контролирующий давление в камере сгорания парогазогенератора. В этих отсеках проходят также гидравлические линии подачи компонентов и электрические линии.

Парогазогенерирующий отсек предназначен для выработки парагаза путём разложения монотоплива и смешения горячих продуктов реакции с водой для получения требуемой температуры и состава теплоносителя. Он представляет собой оснащённую теплоизоляцией цилиндрическую камеру сгорания с кольцевыми ярусами форсунок подачи монотоплива. Камера сгорания разделена, в свою очередь, на пусковую и основную камеры. Пусковая камера служит для инициации реакции разложения монотоплива, подача которого осуществляется по отдельной линии, и прогрева основной камеры сгорания. Реакция инициируется с помощью патронного электронагревателя, который установлен в верхней части пусковой камеры. Основная масса монотоплива подаётся в основную камеру после её прогрева. Из камеры сгорания газообразные продукты реакции попадают в балластировочную камеру, где смешиваются с водой, подаваемой по кольцевым каналам, расположенным вокруг камеры сгорания. Для контроля процесса по длине камеры сгорания и на выходе из устройства установлены датчики температуры.

Таким образом, к настоящему времени промышленное испытание успешно прошли: внутрискважинный парогазогенератор компании Sandia National Laboratories [35], парогазогенераторная установка «Дракон» УПГГ-10/16 компании ОАО «Роснефть-Термнефть» [205] и технологический комплекс с забойным парогазогенератором на монотопливе компании ОАО «РИТЭК» [36]. Технические характеристики парогазогенераторных устройств приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Технические характеристики парогазогенераторных установок

Название/параметр	Забойный парогазогенератор (комплекс «РИТЭК»)	Внутрискважинный парогазогенератор	Установка «Дракон»
Производительность по парагазу, т/ч	1-10	2-4	1,25-10
Максимальное давление нагнетания парагаза, МПа	21	10,5	16
Температура теплоносителя, °С	150 – 350	260	150 – 350
Вид топлива	монотопливо	дизельное	дизельное

### 3.4.3 Определение радиуса прогрева пласта и расстояния между забоями вертикального и бокового стволов

Задачей проектирования является определение оптимального положения забоя бокового ствола скважины по отношению к источнику, генерирующему парогазовую смесь. Температура пласта в точке отбора должна обеспечивать подвижность нефти, достаточную для поддержания рентабельного дебита при умеренной депрессии.

Исходные данные для расчёта представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Исходные данные для расчёта теплового воздействия

Исходные данные	Значение	Единицы измерения
Массовый расход нагнетаемого парагаза	2,22	кг/с
Толщина пласта	5,10	м
Температура нагнетаемой парогазовой смеси	240,00	°С
Температура пласта	28,00	°С
Теплопроводность пород	1,81	Дж/(см·°С)
Весовая теплоёмкость пород	1100,00	Дж/(кг·°С)
Степень сухости пара	0,70	
Пористость пласта	0,27	
Удельная теплоёмкость скелета пласта	835,00	Дж/(кг·°С)
Плотность скелета пласта	2500,00	кг/м <sup>3</sup>
Удельная теплоёмкость парагаза	4700,00	Дж/(кг·°С)
Теплота парообразования	1759700,00	Дж/кг
Теплосодержание парагаза при температуре на входе в пласт	4330000,00	Дж/кг
Оптимальная температура прогрева	50,00	°С

Расчёт площади и радиуса прогрева пласта с толщиной 5,1 м выполнен исходя из следующих условий: источником теплового воздействия является забойный парогазогенератор на монотопливе; температура нагнетаемой парогазовой смеси 240 °С; начальная температура пласта 28 °С; оптимальная температура прогрева +50 °С (определена с учётом реологических свойств нефти); источник работает в режиме 8000 кг/час парагаза.

Рассчитаны:

темп ввода тепла в пласт 
$$H_0 = q_{п} \cdot (C_r \cdot x_r + i_{пг} - C_{п} \cdot T_{пл}) ;$$

коэффициент температуропроводности  $\alpha_{\text{пг}} = \frac{\lambda_{\text{п}}}{c_{\text{вп}} \cdot \rho_{\text{пл}}}$ ;

площадь прогретой зоны  $A(t_{\text{зак}}) = \frac{H_0 \cdot h_{\text{эф}}}{4 \cdot \lambda_{\text{п}} \cdot (T_{\text{пг}} - T_{\text{пл}})} \cdot \left[ e^{\tau^2} \cdot \operatorname{erfc}(\tau) + \frac{2 \cdot \tau}{\sqrt{\pi}} - 1 \right]$ ,

$$\tau = \frac{2 \cdot \lambda_{\text{п}}}{\rho_{\text{пл}} \cdot c_{\text{вп}} \cdot h_{\text{эф}} \cdot \sqrt{\alpha_{\text{пг}}}} \cdot \sqrt{t_{\text{зак}}};$$

объёмное теплосодержание пласта в паровой зоне

$$c_{\text{п}}^1 = m \cdot C_r \cdot \rho_r + (1 - m) \cdot C_{\text{пл}} \cdot \rho_{\text{пл}} \cdot (T_{\text{пг}} - T_{\text{пл}});$$

тепловая эффективность процесса  $\eta_{\text{т}} = \frac{A(t_{\text{зак}}) \cdot h_{\text{эф}} \cdot c_{\text{п}}^1}{H_0 \cdot t_{\text{зак}}}$

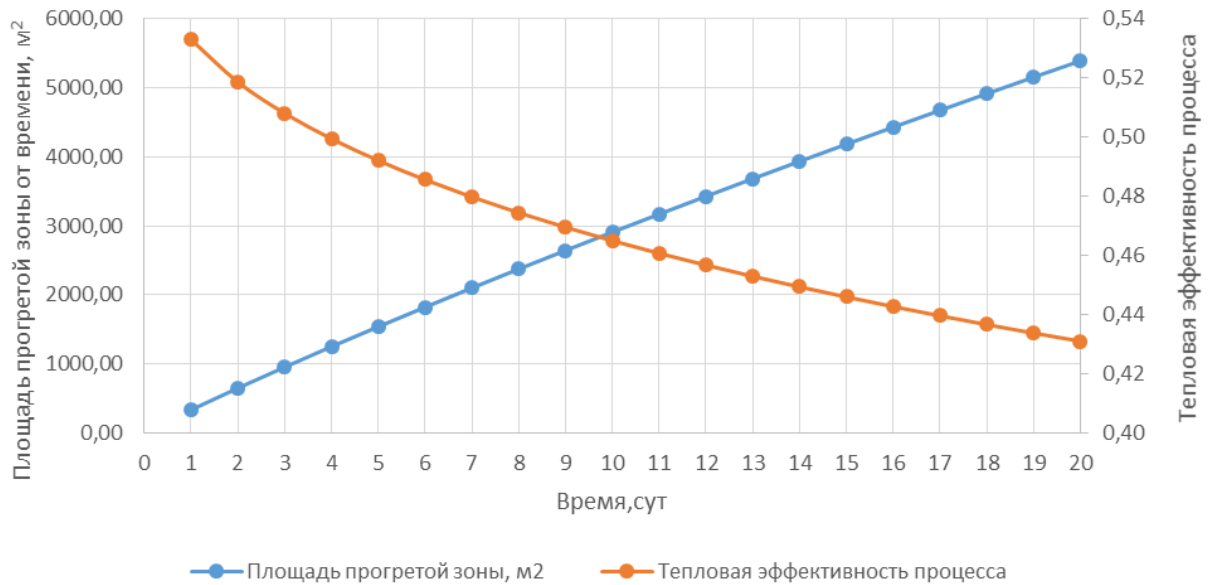


Рисунок 3.17 – График зависимости площади прогретой зоны и тепловой эффективности процесса от времени прогрева пласта

Поле температуры рассчитывалось на основе уравнения теплопереноса по формуле Ловерье:

$$\frac{T(r,t) - T_{\text{н}}}{T_{\text{з}} - T_{\text{н}}} = \operatorname{erfc}(x) \cdot \eta \cdot (\tau - \xi) \quad (3.17)$$

где

$$x = \frac{\xi}{2 \cdot \sqrt{\frac{c_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}}}{c_0 \cdot \rho_0}} \cdot (\tau - \xi)} \quad (3.18)$$

$$\xi = \frac{4 \cdot \pi \cdot \lambda_0 \cdot r^2}{q \cdot h \cdot k_{\text{оХВ}} \cdot c_a \cdot \rho_a} \quad (3.19)$$

$$\tau = \frac{4 \cdot t \cdot \lambda_{\text{п}}}{h^2 \cdot k_{\text{оХВ}}^2 \cdot c_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}}} \quad (3.20)$$

Результаты расчёта распределения теплового поля и показателей процесса прогрева представлены на рисунках 3.17 и 3.18.

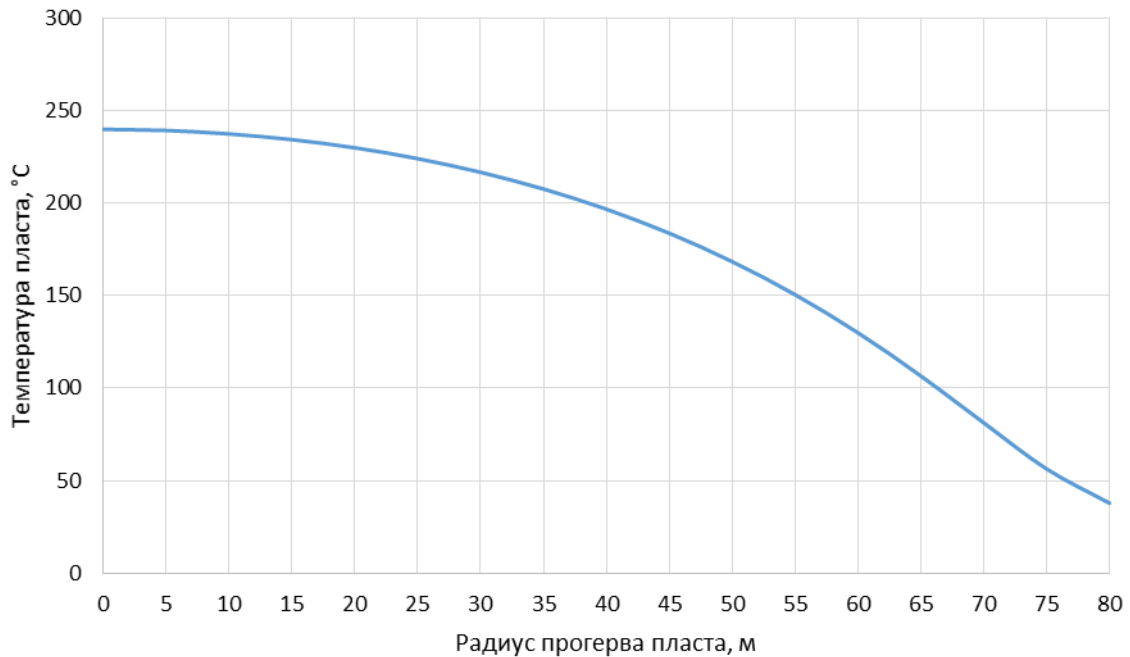


Рисунок 3.18 – Распределение теплового поля в продуктивном пласте

Согласно расчёту, радиус прогрева до температуры  $+50^{\circ}\text{C}$  составляет 76 м и принимается за расстояние между забоями прогревающего и добывающего стволов (для пласта Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения).

### Выводы к главе 3

1. Проведена оценка прогрева пласта при ГДРП с использованием предложенной экспресс-методики, основанной на модифицированном способе Ловерье. На основании расчётов повышение температуры пласта Б<sub>2</sub> исследуемых месторождений в результате газодинамического воздействия прогнозируется на расстоянии от 4 до 13,6 м от забоя вертикального ствола. Газодинамический разрыв породы выполняет основное условие по образованию дополнительной сетки трещин, но недостаточен для существенного прогрева пласта в целом.

2. Выполнена оценка влияния температуры на производительность скважины с дуальной системой стволов, для чего рассчитаны парные значения «дебит – депрессия» и построены индикаторные диаграммы для условий,



соответствующих свойствам нефти и характеристикам пласта Б<sub>2</sub> Волгановского, Стреловского и Аксёновского месторождений Самарской области. В процессе расчётов использовалась аналитическая модель стационарного радиального притока нелинейно вязко-пластичной нефти к центральной точке отбора, учитывающая влияние температуры на вязкость и реологическую характеристику пластовой нефти. По результатам расчётов оптимальным можно считать повышение температуры пласта в точке отбора продукции до +50 °С, а по некоторым объектам – до +60 °С. Ожидаемые дебиты и депрессии, рассчитанные при оптимальных значениях температуры в точке отбора продукции через боковой ствол:

для Стреловского месторождения

$$\Delta P = 7 \text{ МПа}, q_{50} = 52 \text{ м}^3/\text{сут}, q_{28} = 23 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для Волгановского месторождения

$$\Delta P = 3 \text{ МПа}, q_{60} = 70 \text{ м}^3/\text{сут}, q_{33} = 21 \text{ м}^3/\text{сут};$$

для Аксёновского месторождения:

Балтийский купол

$$\Delta P = 6 \text{ МПа}, q_{50} = 67 \text{ м}^3/\text{сут}, q_{28} = 31 \text{ м}^3/\text{сут};$$

Восточно–Мазуровский купол

$$\Delta P = 6 \text{ МПа}, q_{50} = 10,5 \text{ м}^3/\text{сут}, q_{29} = 5 \text{ м}^3/\text{сут};$$

Аксёновско–Мазуровский купол

$$\Delta P = 2 \text{ МПа}, q_{60} = 96 \text{ м}^3/\text{сут}, q_{29} = 28 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

3. Согласно расчёту с использованием геомеханической KGD-подобной модели развития трещины в нефтенасыщенном пласте длина и ширина канала, образующегося в результате интенсивного газодинамического воздействия, существенно зависят от толщины обрабатываемого пласта (интервала). Чем больше толщина, тем, при одинаковой интенсивности воздействия, меньше длина и ширина образующейся трещины. С увеличением толщины пласта от 2 до 12 метров при интенсивности давления, равного 42,5 МПа, остаточная длина образующейся трещины снижается с 60,3 до 24,9 м, при этом ширина остаточной трещины снижается с 5,6 до 2,3 мм соответственно.

4. 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.

5. Предлагаемая дуальная система стволов позволяет, при подрыве и горении пороховых зарядов, создать в призабойном участке вертикального ствола проточную трещину с протяжённостью, достаточной для последующего охвата глубоким тепловым воздействием призабойного участка бокового ствола и отбора нефти за пределами зоны повреждения породы.

6. Технология нагнетания комбинированного теплоносителя (парагаза) позволяет эффективно снижать вязкость пластовой нефти, оказывает положительное влияние на коэффициент вытеснения, способствует повышению темпа отбора жидкости из пласта. Парогазовое воздействие с применением внутрискважинных устройств обеспечивает снижение потерь тепла при доставке разогретого агента к забойному участку ствола скважины, уменьшение расхода теплоносителя и экологической нагрузки на окружающую среду.

7. В результате теплофизического расчёта, выполненного в предположении, что потенциальным источником теплового воздействия является подземный парогазогенератор на монотопливе, получено радиальное распределение теплового поля для условий пласта Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения. Установлено, что при оптимальной температуре прогрева пласта, равной +50 °С, проектное расстояние между забоями вертикального (прогревающего) и бокового (добывающего) стволов должно находиться в пределах от 70 до 80 м.

## **ГЛАВА 4. ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ И ПОКАЗАТЕЛИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНТЕНСИВНОГО ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ В СКВАЖИНЕ С ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ**

### **4.1 Создание радиальной гидродинамической модели участка воздействия и результаты моделирования**

Во всем мире, в том числе в России, для анализа, проектирования, мониторинга разработки и управления разработкой нефтяных месторождений, включая тепловое воздействие на пласт, используются комплексы программ – так называемые «гидродинамические симуляторы разработки нефтяных залежей» (ГДС). Широкое распространение получили такие программные комплексы, как: MORE (ROXAR); ECLIPSE (Schlumberger); IMEX, GEM, STARS (ComputerModelingGroupLtd); tNavigator (RockFlowDynamics). Во всех вышеперечисленных симуляторах, в том числе, в Eclipse 200, реализован механизм математического описания теплового воздействия на пласт. Эти наиболее многофункциональные программные комплексы можно назвать «термогидродинамическими симуляторами» (ТГДС) [206-207].

Поскольку технология дуальных стволов предполагает вскрытие пласта боковым стволом в дополнение к основному вертикальному, остро встаёт задача определения оптимального положения забоя бокового ствола с учётом глубины и степени прогрева.

Для оценки степени прогрева пласта в скважине с дуальной системой стволов была создана элементарная радиальная гидродинамическая модель в программном комплексе Eclipse 200 (Schlumberger). Созданная элементарная модель (рисунок 4.1) для оценки распределения теплового поля была построена на основе геолого-физических характеристик исследуемых месторождений. Радиус модели принят равным 400 м, толщина 12 м.

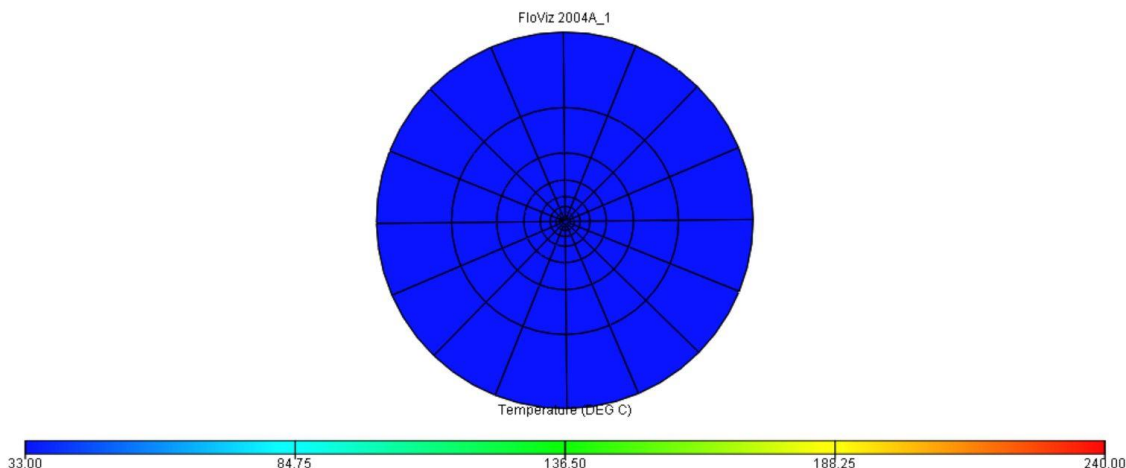


Рисунок 4.1 – Элементарная радиальная гидродинамическая модель

Геолого–физические характеристики и физико–химические свойства флюидов были заданы в соответствии с параметрами объекта исследования с обобщёнными свойствами пласта Б<sub>2</sub> и представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для гидродинамической модели

№№ п/п	Параметры	Размерность	Продуктивный пласт
			Б <sub>2</sub>
1	Средняя глубина залегания кровли	м	1690,3
2	Абсолютная отметка ВНК	м	-1530
3	Тип коллектора		терригенный
4	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	12
5	Коэффициент пористости	доли ед.	0,27
6	Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0,83
7	Проницаемость	мкм <sup>2</sup>	1,00
8	Коэффициент песчанистости	доли ед.	0,87
9	Расчленённость	ед.	1,7
10	Начальная пластовая температура	°С	33
11	Начальное пластовое давление	МПа	17,4
12	Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа·с	162
13	Плотность нефти в пластовых условиях	г/см <sup>3</sup>	0,882
14	Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	0,903
15	Объёмный коэффициент нефти	доли ед.	1,039
16	Давление насыщения нефти газом	МПа	5,36
17	Вязкость воды в пластовых условиях	мПа·с	1,26
18	Плотность воды в поверхностных условиях	г/см <sup>3</sup>	1,1649
19	Сжимаемость		
	нефти	1/МПа×10 <sup>-4</sup>	7,65
	воды	1/МПа×10 <sup>-4</sup>	2,49
	породы	1/МПа×10 <sup>-4</sup>	5,39

При создании гидродинамической модели имитировалось разуплотнение призабойного участка вертикального ствола с учётом данных геомеханического моделирования на основе KGD-подобной модели газодинамического разрыва

пласта. Распространение первичной трещины задано в двух противоположных направлениях от ствола скважины, полудлина трещины составила 24 м.

При анализе результатов гидродинамического моделирования учитывались данные лабораторного исследования реологических показателей высоковязкой нефти в зависимости от приложенного к ней давления и температуры (рисунок 2.16).

В процессе моделирования было рассмотрено два варианта. В первом 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.

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, были рассмотрены: а) изотропный пласт; б) пласт с анизотропией равной 0,1; в) неоднородный пласт.

Межскважинная неоднородность пласта по проницаемости задавалась согласно нормальному закону распределения со средним значением проницаемости 1 мкм<sup>2</sup> (1000 мД). График изменения проницаемости пласта согласно нормальному закону распределения в зависимости от плотности распределения представлен на рисунке 4.2.

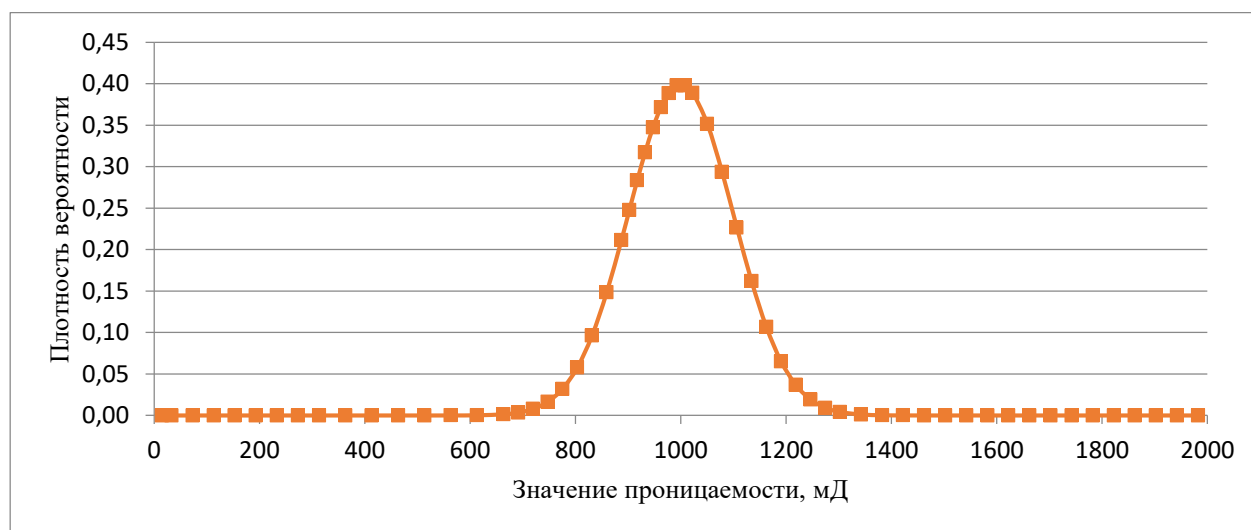


Рисунок 4.2 –График изменения проницаемости пласта согласно нормальному закону распределения (1 мД $\approx$  0,001 мкм<sup>2</sup>)

Результаты гидродинамического моделирования прогрева пласта приведены на рисунках 4.3-4.6 и в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Результаты гидродинамического моделирования

Параметр/вариант расчета	Вариант 1	Вариант 2	Вариант 3	Базовый
Наличие трещины ГДРП	да	да	да	нет
Средняя проницаемость, мкм <sup>2</sup>	1,0			
Распределение проницаемости в объеме	const	DZ=0,1	нормальный закон	const
Объем закачки, м <sup>3</sup>	3338	3353	3358	3289
Температура закачки, °С	240,0			
Средняя температура прогрева (при $r_1=52,5$ м), °С	135	140	130	42
Средняя температура прогрева (при $r_2=87,3$ м), °С	64,5	65	63,7	-
Средняя температура прогрева (при $r_3=145$ м), °С	36,5	36	37	-

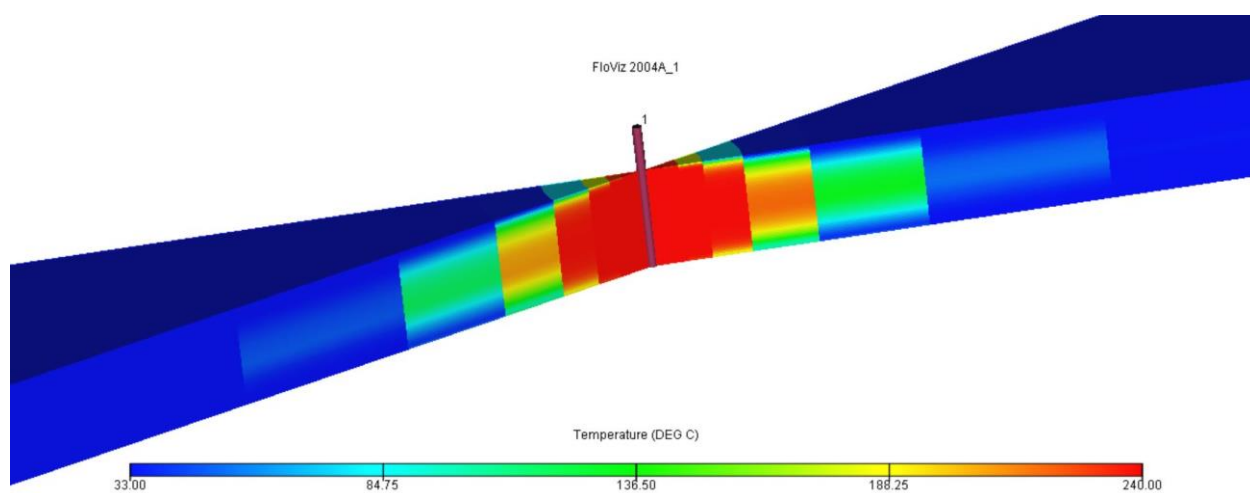


Рисунок 4.3 – Базовый вариант

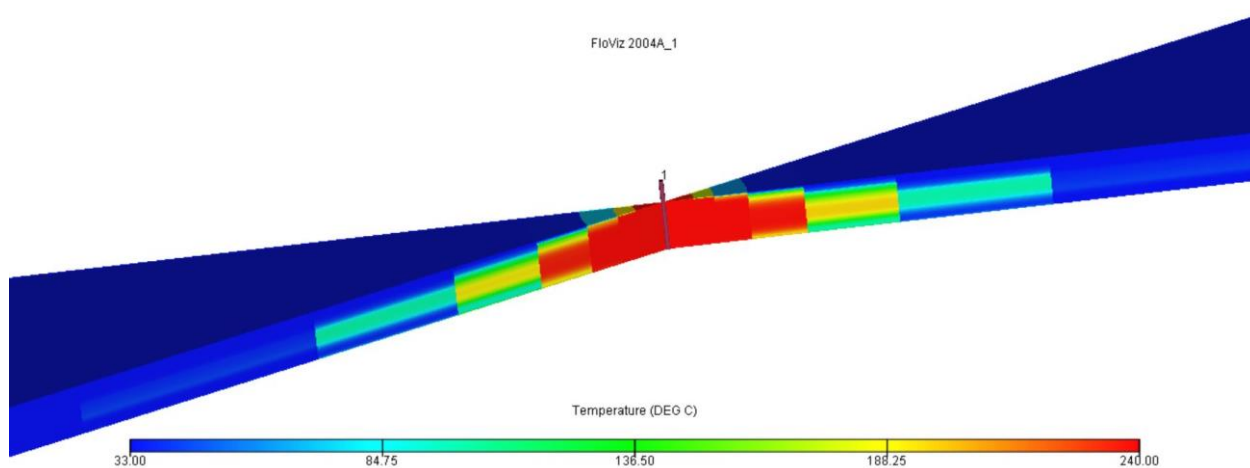


Рисунок 4.4 – Вариант 1

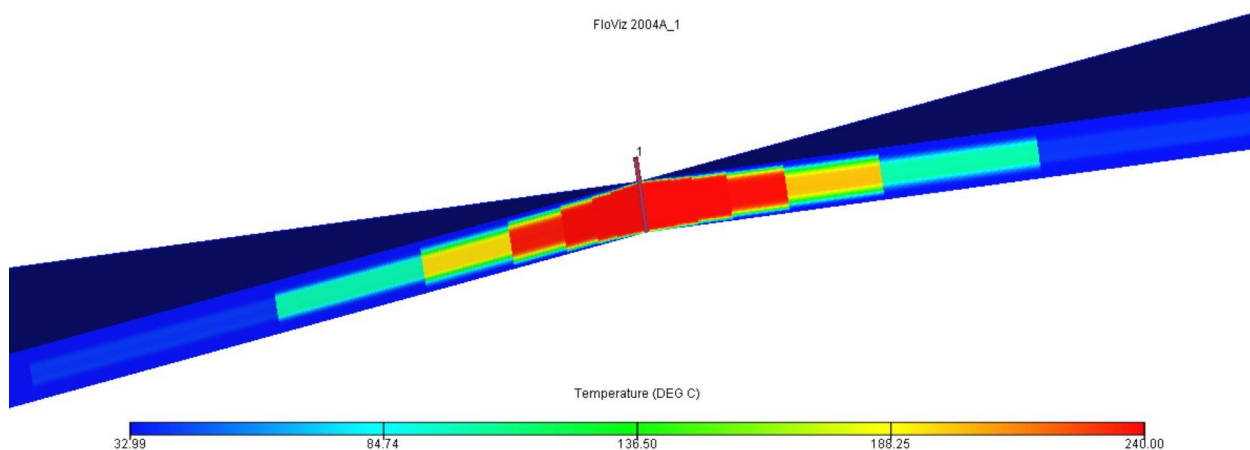


Рисунок 4.5 – Вариант 2

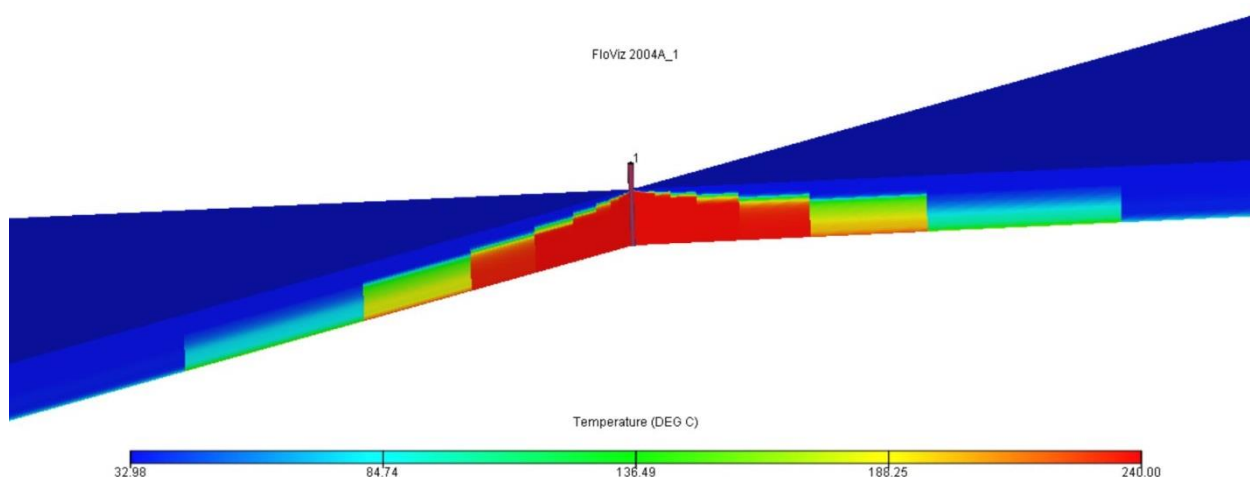


Рисунок 4.6 – Вариант 3

Исходя из результатов гидродинамического моделирования согласно вариантам, представленным в таблице 4.2, можно сделать следующие выводы:

1. Принимая во внимание равный объём закачки теплоносителя в пласт по всем вариантам, в «базовом» варианте, не включающем образование сетки трещин от ГДРП, радиус прогрева значительно меньше, чем в вариантах с трещинами от ГДРП.

2. Разуплотнение, обусловленное созданием сетки искусственных трещин, задавалось в модели как увеличенные по проницаемости каналы. Проницаемость в трещинах, создаваемых по технологии ГДРП, в 6 раз больше, чем в среднем по пласту.

3. Сравнивая варианты, в которых по-разному имитировалась неоднородность по проницаемости в межскважинном пространстве (изотропный пласт, с анизотропией 0,1, неоднородный пласт), можно заключить, что для терригенного коллектора пласта Б<sub>2</sub> эффект анизотропии практически не сказывается на радиусе прогрева [208].

Таким образом, в результате гидродинамического моделирования получено распределение теплового поля в зависимости от неоднородности пласта по проницаемости, а также с учетом образования сетки трещин по технологии ГДРП. Важно отметить, что в качестве потенциального источника теплового воздействия рассматривается подземный парогазогенератор на монотопливе, размещенный на забое вертикального ствола. На основе полученного распределения температур определено проектное расстояние между забоями вертикального и бокового стволов скважины. При оптимальной температуре прогрева пласта, равной +50 °С, располагать забой бокового ствола целесообразно на удалении от 90 до 100 м от вертикального [209].

#### **4.2 Критерии выбора пилотного участка для скважины с дуальной системой стволов и термобарического воздействия на пласт**

Система разработки, предусматривающая строительство и эксплуатацию скважин с дуальной системой стволов, может быть наиболее востребована в случаях:

ограниченных размеров площади земельного участка в пределах горного отвода для разработки нефтяного месторождения;

сложных орогидрографических условий района разработок;

особо охраняемых природных территорий, санитарно-защитных зон, земель, пригодных для сельского и лесного хозяйства:

наличия объектов культурного наследия, палеонтологических и археологических объектов;

участков материкового шельфа и глубоководных морских месторождений.

Продуктивные пласты, предназначенные для осуществления комбинированного теплового и импульсного динамического воздействия с



применением скважин с дуальной системой стволов, должны удовлетворять ряду требований для достижения целей обработки. Наиболее важными критериями подбора являются:

- тип породы коллектора;
- пористость, проницаемость (абсолютная, фазовая и относительная);
- характеристики вмещаемых пластом жидкостей;
- начальное и текущее пластовые давления;
- глубина планируемого к обработке интервала;
- расстояние до ближайшего водоносного горизонта или ВНК;
- история эксплуатации скважины, а также изменение дебита во времени за предшествующий обработке период (если предполагается строительство бокового ствола из вертикальной скважины, дававшей продукцию).

Исходя из вышеперечисленных показателей и на основании литературного обзора существующих технологий термогазохимического и газодинамического воздействия на продуктивные пласты, были выработаны критерии применимости предлагаемого метода на месторождениях Самарской области (таблица 4.3).

Таблица 4.3 – Критерии выбора пласта - кандидата для опытно-промышленных работ

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

В свою очередь, разработанный метод, позволяющий интенсифицировать добычу высоковязкой нефти посредством использования системы разнофункциональных вертикального и бокового стволов (дуальная система),

интенсивного газодинамического воздействия и периодического прогрева пласта от забойного источника, реализуется в последовательности, представленной в виде схемы на рисунке 4.7.

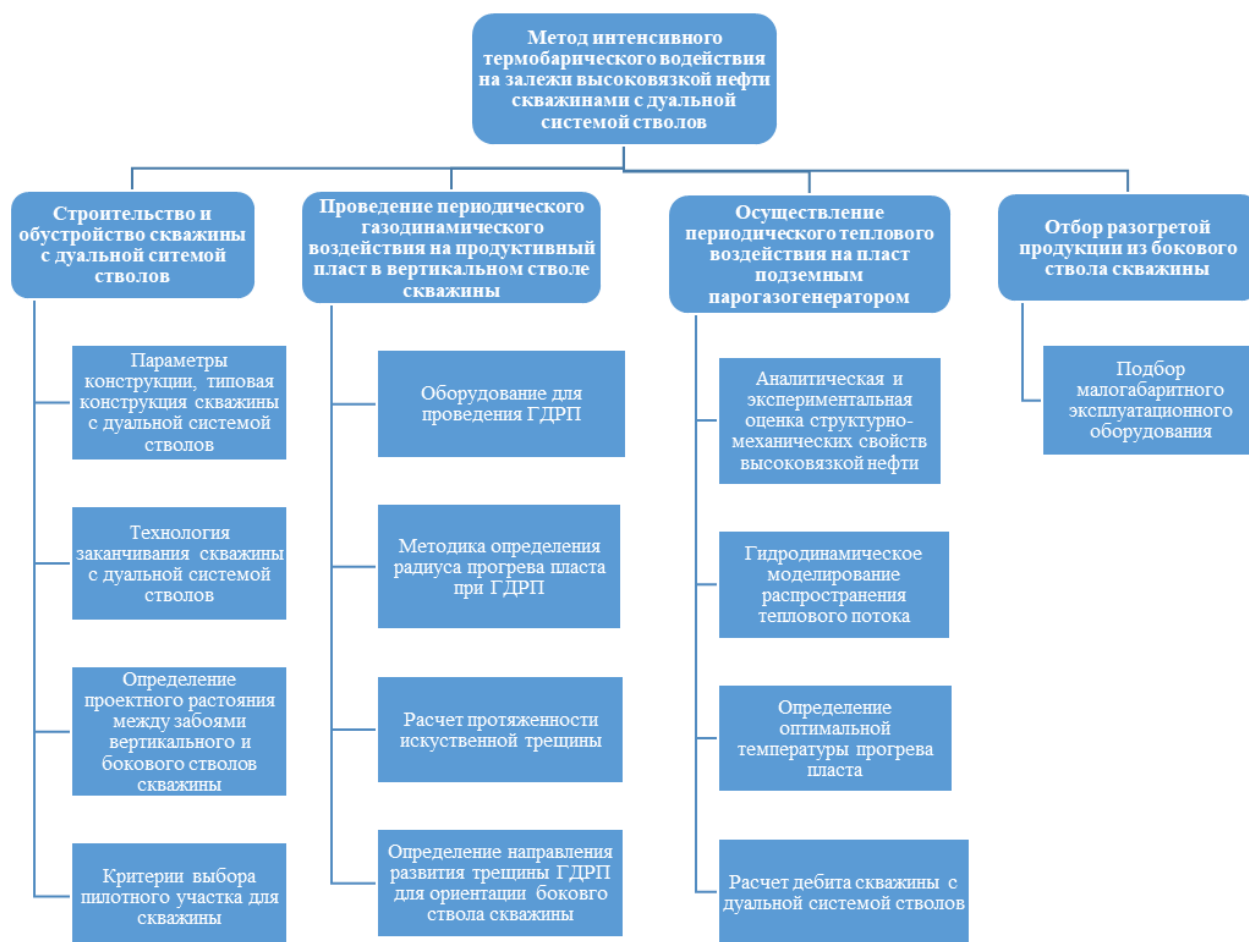


Рисунок 4.7 – Схема реализации метода интенсивного термобарического воздействия

Для осуществления воздействия объектами первой очереди являются продуктивные пласты, находящиеся в начальной стадии разработки, характеризующиеся высоким пластовым давлением, сохранившие значительные остаточные запасы высоковязкой нефти.

Для воздействия посредством сооружения дополнительного бокового ствола и периодического прогрева зоны отбора с предварительным ГДРП в общем случае могут быть выбраны следующие объекты:

1. Вертикальные скважины с низкими ФЕС подключенных пластов.

2. Скважины, в которых эксплуатационная колонна вне интервала перфорации герметична и не имеет повреждений, вблизи интервала воздействия заколонные участки полностью зацементированы, а качество сцепления цементного камня с трубами и горной породой удовлетворительное.

3. Пласты, сложенные слабо консолидированными песчаниками, песками при условии оснащения забоя бокового добывающего ствола противопесочным фильтром.

4. Пласты, обладающие высокой пластовой энергией и нефтенасыщенностью.

5. Континентальные и шельфовые месторождения тяжёлой и высоковязкой нефти.

6. Пласты, разработка которых связана с ограниченными размерами площади земельного участка, сложными орографическими условиями района разработок, особо охраняемыми природными территориями, санитарно-защитными зонами, землями, пригодными для сельского и лесного хозяйства.

### **4.3 Расчёт экономических показателей мероприятия по периодическому прогреву пласта в скважине с дуальной системой стволов**

#### **4.3.1 Методологическая основа экономического расчёта**

Расчёт экономической эффективности от периодического прогрева пласта в скважине с дуальной системой стволов (технологическое мероприятие) выполнен на примере Стреловского месторождения Самарской области по двум вариантам [210].

Вариант «без мероприятия» – наименее капиталоемкий вариант продолжения работы объекта воздействия без проведения технологического мероприятия (текущая ситуация). Вариант «без мероприятия» предполагает, что оцениваемое мероприятие не проводится, а денежные потоки объекта, которые имели бы место в этом случае, включают в себя инвестиции и затраты на поддержание и продолжение работы объекта. При этом в расчёте

эффективности данного мероприятия могут фигурировать как положительные, так и отрицательные денежные потоки в течение всего процесса ГТМ [211].

Вариант «с мероприятием» – это вариант работы объекта с осуществлением технологического мероприятия, сопровождающийся дополнительными доходами и расходами.

Оценка эффективности внедрения технологического мероприятия (проекта) производилась путём сравнения двух вариантов.

Сущность экономического обоснования заключалась в расчёте показателей экономического эффекта и оценке экономических результатов на основе анализа себестоимости добычи 1 т нефти до и после проведения технологического мероприятия и годового прироста прибыли от снижения производственных издержек на месторождении.

В качестве главного экономического эффекта применялась величина годового прироста добычи нефти на месторождении в результате проведения технологического мероприятия [212].

Для формирования расчётов экономической эффективности были определены сценарные макроэкономические условия. Под сценарием понимался набор взаимосвязанных, непротиворечивых инвестиционных предпосылок, которые использовались для оценки проекта внедрения технологического мероприятия. В общем случае данный набор включает цены на нефть и прочие углеводороды, валютный курс, ставку дисконтирования, инфляцию, налоги и прочее [213]. Макроэкономические и отраслевые показатели представлены в таблице 4.4.

Инвестиционные расходы на проведение предлагаемого технологического мероприятия формировались с учётом расходов капитального характера (CAPEX) и инвестиций в составе себестоимости (REVEX).

Таблица 4.4 – Макроэкономические и отраслевые показатели

Параметр	Ед. изм.	2022	2023	2024	2025	2026
Курс доллара (среднее значение за период)	руб./\$	63,9	63,8	64,0	64,7	66,3
Ставки						
Ставка дисконтирования	%	20	20	20	20	20
Налог на прибыль	%	20	20	20	20	20

Прямые затраты на подготовительные работы и проведение технологического мероприятия, предназначенные для обустройства и работы скважины с дуальной системой стволов, относятся на объект по прямому признаку на основании первичных документов о выполнении работ.

Косвенные затраты – расходы, предназначенные для эксплуатации нескольких объектов учёта (кустов, скважин), такие, как, например, супервайзинг или инфраструктурные расходы, распределяются между объектами в рамках производственной программы.

Проект оценивался путем сравнения дисконтированных денежных потоков без проведения мероприятия (вариант «без мероприятия») и потоков, которые сложатся в результате реализации проекта (вариант «с мероприятием»). При расчёте денежного потока учитывались только доходы и расходы, непосредственно вызванные реализацией технологического мероприятия.

Исходными являлись следующие предположения:

- 1) денежные потоки происходят в середине соответствующего периода (месяца или года в зависимости от периода оценки);
- 2) дисконтирование денежных потоков проводится на начало года принятия решения.

Шаг расчётного периода для рассматриваемого проекта составляет 1 год.

Для сравнения экономической эффективности вариантов использовались ключевые показатели эффективности (КПЭ) инвестиционных проектов [214], такие, как:

- 1) NPV (чистая приведённая стоимость);
- 2) IRR (внутренняя норма доходности);

- 3) DPI (дисконтированный индекс рентабельности);
- 4) DPP (период окупаемости с учётом дисконтирования).

NPV (чистая приведённая стоимость) – накопленный денежный поток по проекту, дисконтированный по утверждённой ставке дисконтирования, определён по формуле

$$NPV = \sum_n^N = \frac{NCF_n}{(1+r)^{(n-1)+0,5}} \quad (4.1)$$

где:

NCF – величина чистого денежного потока (т.е. все денежные притоки за вычетом всех денежных оттоков) в  $n$ -й период;

$r$  – утверждённая ставка дисконтирования;

$n$  –  $n$ -й шаг расчётного периода;

$N$  – последний шаг расчётного периода.

NPV - не единственный подлежащий расчёту критерий экономической оценки, поскольку он, являясь абсолютным показателем величины дополнительной стоимости (ценности), недостаточно полно учитывает влияние масштаба и степени эффективности проекта.

IRR (внутренняя норма доходности) – показатель, который выражает экономический возврат на инвестиции. Он определён как ставка дисконтирования, при которой NPV проекта становится равным нулю, с использованием выражения

$$NPV = \sum_n^N = \frac{NCF_n}{(1+IRR)^{(n-1)+0,5}} = 0 \quad (4.2)$$

DPI (дисконтированный индекс рентабельности) – относительный показатель, рассчитываемый как отношение суммарной текущей стоимости будущих денежных потоков по проекту, за исключением инвестиций, к суммарной приведённой стоимости инвестиций по проекту и характеризующийся уровнем полученного дохода на каждую единицу инвестиций. Он определён как единица плюс отношение NPV (чистой приведенной стоимости) к PVI (приведённой стоимости всех инвестиций) с использованием следующих уравнений:

$$DPI = \frac{NPV + PVI}{PVI} = \frac{NPV}{PVI} + 1, \quad (4.3)$$

$$PVI = \sum_n^N = \frac{Inv_n}{(1+r)^{(n-1)+0,5}} \quad (4.4)$$

где:

$PVI$  – приведённая стоимость всех инвестиций;

$Inv_n$  – объём инвестиций для реализации проекта в  $n$ -й период;

$r$  – утверждённая ставка дисконтирования;

$n$  –  $n$ -й шаг расчётного периода;

$N$  – последний шаг расчётного периода.

Проект эффективен, если  $DPI \geq 1$ .

Также в расчётах участвует DPP (период окупаемости с учётом дисконтирования) – период времени, выраженный в годах от даты осуществления первых инвестиций до момента, когда накопленный дисконтированный денежный поток впервые становится положительным ( $NPV > 0$ ).

Оценка экономической эффективности рассматриваемого технологического мероприятия проведена на основании расчёта ожидаемых показателей эффективности ГТМ и значений  $NPV$ ,  $DPI$  (на протяжении расчетного периода эффекта от ГТМ) с применением модели расчёта, схема которой изображена на рисунке 4.8.

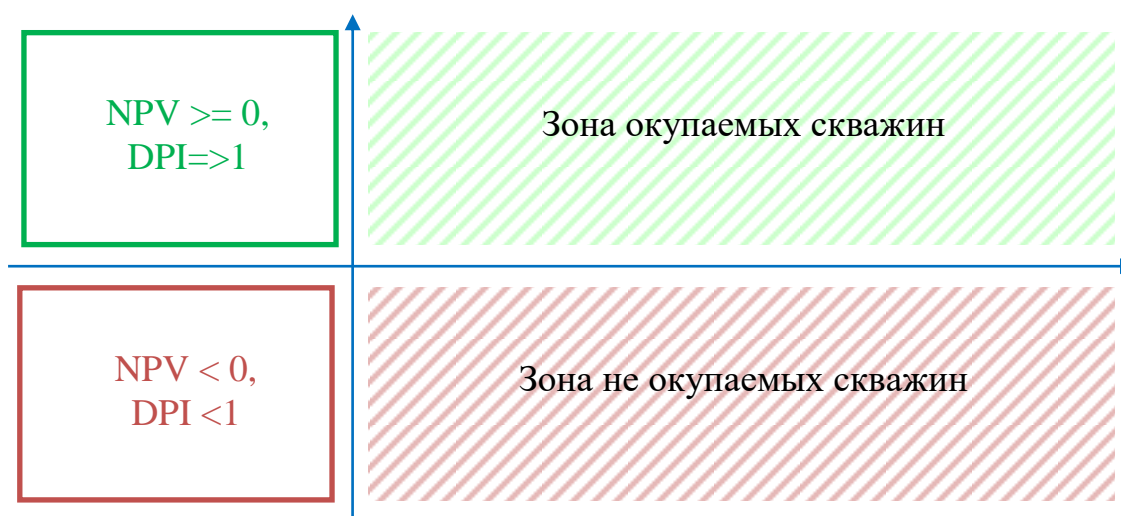


Рисунок 4.8 – Оценка экономической эффективности технологического мероприятия

Технологическое мероприятие считается окупаемым при выполнении условия:

- $NPV \geq 0, DPI \geq 1$  («зелёная» область на рисунке 4.8).

Технологическое мероприятие считается некупаемым при выполнении условия:

- $NPV < 0, DPI < 1$  («красная» область на рисунке 4.8).

При равных показателях проекта  $NPV$ ,  $DPI$ ,  $IRR$ , чем короче период окупаемости, тем более эффективен проект. При увеличении срока окупаемости проект становится более рискованным, так как его ценность генерируется в отдалённом будущем и с возрастающей неопределённостью.

#### **4.3.2 Экономический расчёт**

Объект исследования: проект по осуществлению периодического прогрева пласта в скважине с дуальной системой стволов (технологическое мероприятие), включающий в себя строительство скважины с дуальной системой стволов (вертикальный и боковой стволы скважины, заканчивание по ТАМЛ 5) и осуществление периодического термобарического воздействия на продуктивный пласт Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения высоковязкой нефти Самарской области.

Ожидаемая дополнительная добыча нефти от внедрения технологического мероприятия с учётом производительности бокового ствола, определённой в разделе 3.2, рассчитана на три года и указана на рисунке 4.9.





Рисунок 4.9 – Сравнительная характеристика по добыче нефти на объекте до и после проведения технологического мероприятия

Данный показатель является основным источником эффективности технологического мероприятия.

За основу расчёта приняты показатели себестоимости добычи нефти и базовой добычи Стреловского месторождения Самарской области. При этом, как отмечалось ранее, расчёт выполнен в двух вариантах: вариант без проведения мероприятия, и с проведением мероприятия. В расчёте также учтены инвестиционные расходы на внедрение мероприятия.

Для расчёта первого года применяются данные текущего периода, для расчёта последующих лет используются сценарные макроэкономические условия.

#### **Вариант «без мероприятия».**

Исходные данные для расчёта варианта «без мероприятия» представлены в таблицах 4.5 и 4.6.

В расчёте экономической эффективности для первого года участвуют показатели таблицы 4.5. Информация о цене 1 т нефти принята согласно официальной отчётности и равна 29 400 руб./т.

Таблица 4.5 - Себестоимость добычи нефти Стреловского месторождения до внедрения мероприятия

№	Наименование статей затрат	Обозначение	текущий период	
			На годовой объем добычи, руб.	На 1 т, руб.
1	Расходы на электроэнергию по извлечению нефти	З <sub>э</sub>	1909,8	306,0
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	З <sub>и</sub>	2106,7	337,5
3	Основная заработная плата производственных рабочих	З <sub>о</sub>	580,6	93,0
4	Страховые взносы	Н <sub>стр</sub>	112,5	18,0
5	Амортизация скважин	А <sub>скв</sub>	673,6	107,9
6	Арендная плата за скважины	А <sub>пл</sub>	234,5	37,6
7	Расходы по сбору и транспорту нефти	З <sub>с.т.</sub>	4718,3	755,9
8	Расходы по технологической подготовке нефти	З <sub>т.п.</sub>	3944,0	631,8
9	Расходы на подготовку и освоение производства	З <sub>п.о.</sub>	795,5	127,4
10	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	З <sub>с.э.</sub>	9812,5	1572,0
11	Цеховые расходы	З <sub>ц</sub>	908,0	145,5
12	Прочие производственные расходы	З' <sub>пр</sub>	64053,6	10261,5
13	Производственная себестоимость:		89849,6	14394,1
14	Коммерческие расходы	З <sub>вп</sub>	318,1	51,0
15	Управленческие расходы	З <sub>у</sub>	3464,1	555,0
16	Полная себестоимость добычи нефти (С <sub>общ.</sub> )	С <sub>общ</sub>	93631,7	15000,0

Эффективность варианта без мероприятия рассчитана с учётом данных таблицы 4.6. В обоих вариантах справочно используется также показатель условно-переменных затрат  $Z_{уп}$ , который обозначает, какой процент себестоимости добычи нефти зависит от её объёма,  $Z_{уп} = 44\%$ .

Таблица 4.6– Показатели для расчёта эффективности варианта «без мероприятия»

№	Обозначение	Показатель	Ед. изм.	1 год	2 год	3 год
1	Базовая добыча нефти до мероприятия	Q	тыс.т.	6,242	5,474	4,723
2	Цена 1 т нефти	Ц	руб.	29400,0	30870,0	32413,5
3	Выручка до мероприятий	Выр.	тыс. руб.	183518	168969	153082
4	Полная себестоимость нефти до внедрения мероприятия	С <sub>общ</sub>	тыс. руб.	93632	86208	78103
5	Себестоимость 1-ой тонны нефти до внедрения мероприятия	С <sub>1</sub>	руб.	15000	15750	16538
6	Условно-переменные затраты на одну тонну добываемой нефти	З <sub>уп</sub>	%	44	44	44
7	Прибыль от реализации до внедрения мероприятий	П <sub>реализ</sub>	тыс. руб.	89886	82760	74979
8	Ставка налога на прибыль	СНП	20%	20%	20%	20%
9	Налог на прибыль	Н <sub>пр.</sub>	тыс.руб.	17977	16552	14996
10	Чистая прибыль	ЧП	тыс.руб.	71909	66208	59983

Количество периодов взято в зависимости от дальнейшего применения мероприятия и длительности его эффекта. Эффект от добычи дополнительной добычи нефти рассчитан на 3 года.

### Вариант «с мероприятием»

Для расчёта эффективности мероприятия по периодическому прогреву пласта в скважине с дуальной системой стволов, включающего в себя строительство скважины с дуальной системой стволов (вертикальный и боковой стволы скважины, заканчивание по ТАМЛ 5) и осуществление периодического термобарического воздействия на продуктивный пласт, использованы данные предыдущих расчетов: Q, Ц (см. табл. 4.6).

Количество периодов в рассматриваемом варианте - три года, главным фактором являлась длительность эффекта от рассматриваемого мероприятия.

Результаты расчёта показателей эффективности представлены в таблице 4.7.

Таблица 4.7– Расчёт эффективности варианта с применением мероприятия

№	Показатель	Обозначение	Ед. изм.	1 год	2 год	3 год
1	2	3	4	6,242	5,474	4,723
1	Базовая добыча нефти до мероприятия	Q	т	5,3	3,5	1,7
2	Дополнительная добыча нефти после реализации ГТМ	$\Delta Q$	т	11,5	9,0	6,4
3	Всего добыча нефти с учетом ГТМ	Q <sub>общ</sub>	т	29400	30870	32414
4	Цена 1 т нефти	Ц	руб.	339338	277014	208185
5	Выручка после мероприятий	Выр.	тыс.руб.	15000	15750	16538
6	Себестоимость 1 -ой тонны нефти	C <sub>1</sub>	руб.	44	44	44
7	Условно-переменные затраты на одну тонну добываемой нефти	Z <sub>уп</sub>	%	34980	24255	12370
8	Условно-переменные затраты на ГТМ	Z <sub>уп. ГТМ</sub>	тыс.руб.	128612	110463	90473
9	Полная себестоимость нефти после внедрения мероприятия	C <sub>общ. ГТМ</sub>	тыс.руб.	6,242	5,474	4,723
10	Прибыль от реализации после внедрения мероприятий.	P <sub>реализ. ГТМ</sub>	тыс.руб.	210726	166550	117712
11	Ставка налога на прибыль	CНП	20%	20%	20%	20%
12	Налог на прибыль	N <sub>пр.ГТМ</sub>	тыс.руб.	42145	33310	23542
13	Чистая прибыль	ЧП <sub>ГТМ</sub>	тыс.руб.	168581	133240	94170

На данном этапе в расчёт не включались инвестиционные расходы на проведение мероприятия, формируемые по данным официальной отчётности и представленные в таблице 4.8.

Таблица 4.8– Расходы на проведение технологического мероприятия (тыс. руб.)

№ п/п	Параметр	Значение
1	ОРЕХ	8000,0
1.1	Затраты на мероприятие ГТМ	8000,0
1.1.1	ГДРП	2000,0
1.1.2	ПТОС (закачка пара на забое)	6000,0
2	САРЕХ	140100
2.1	Бурение скважины	62000
2.2	Бурение бокового ствола скважины	49100
2.3	Заканчивание скважины по TAML 5	23000
2.4	ЭЦН малого габарита 2(2А)	6000
	Итого инвестиционные расходы на ГТМ (тыс.руб.)	148100,0

На основании полученных данных сформирована экономическая модель мероприятия по строительству скважины с дуальной системой стволов и интенсивным термобарическим воздействием на пласт (таблица 4.9).

Таблица 4.9– Экономическая модель эффективности технологического мероприятия

№	Показатели	Ед. изм	1 год	2 год	3 год
1	2	3	4	5	6
1	Инвестиционные расходы на мероприятие	млн. руб.	148,1	0	0
2	ЧП после внедрения мероприятия	млн. руб.	168,6	133,2	94,2
3	ЧП до внедрения мероприятия	млн. руб.	71,9	66,2	60,0
4	Денежный поток	млн. руб.	-51,4	67,0	34,2
5	Накопленный денежный поток	млн. руб.	-51,4	15,6	49,8
6	Период		1	2	3
7	Коэффициент дисконтирования	20%	0,913	0,761	0,634
8	Дисконтированный денежный поток проекта	млн. руб.	-47,0	51,0	21,7
9	Накопленный дисконтированный денежный поток	млн. руб.	-47,0	4,1	25,7
10	NPV	млн.руб	25,7		
11	IRR	%	69,5		
12	PI		1,174		
13	DPP	годы	1		

Динамика изменения накопленного дисконтированного денежного потока мероприятия по годам представлена на рисунке 4.10.

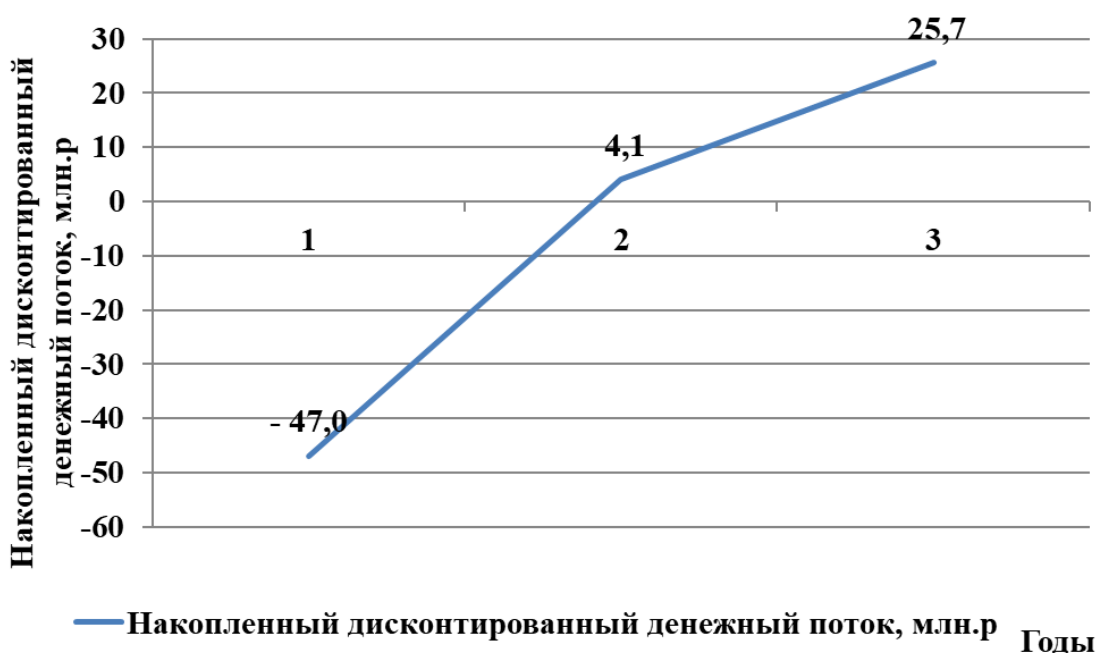


Рисунок 4.10 – Динамика изменения накопленного дисконтированного денежного потока мероприятия по годам

Показатели КПЭ мероприятия по строительству скважины с дуальной системой стволов (вертикальный и боковой стволы скважины, заканчивание по TAML 5) и осуществлению периодического термобарического воздействия на продуктивный пласт Б<sub>2</sub> Стреловского месторождения высоковязкой нефти Самарской области свидетельствуют о том, что рассматриваемое мероприятие является экономически эффективным. Вложенные инвестиционные расходы на мероприятие в размере 148,1 млн. руб. окупаются в течение двух лет.

#### Выводы к главе 4

1. Для определения оптимального радиуса прогрева пласта от термобарического воздействия с учетом трещинообразования использовалась численная модель процесса формирования теплового фронта, заложенная в гидродинамическом симуляторе Eclipse 200 компании Schlumberger. В процессе гидродинамического моделирования на примере пласта Б<sub>2</sub> Волгановского месторождения получено распределение теплового поля с учётом вариации проницаемости, а также образования сетки трещин по технологии ГДРП. На основе полученного распределения температур определено проектное

расстояние между забоями вертикального и бокового стволов скважины в предположении, что потенциальным источником теплового воздействия является генератор на твёрдом топливе с дополнительным размещением на забое вертикального ствола подземного парогенератора на монотопливе. При оптимальной температуре прогрева пласта, равной  $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$ , располагать забой бокового ствола целесообразно на удалении от 90 до 100 м от вертикального. Эффект естественной анизотропии пласта  $B_2$  по проницаемости, согласно расчётам с различными вариантами её распределения, практически не сказывается на величине радиуса прогрева.

2. Определены критерии выбора пилотного участка для скважины с дуальной системой стволов и термобарического воздействия на пласт. Основными из них являются: глубина залегания пласта, тип коллектора, средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, вязкость нефти, проницаемость породы, толщина глинистых перемычек, наличие и активность подошвенных вод.

3. Ключевые показатели эффективности мероприятия по строительству скважины с дуальной системой стволов (вертикальный и боковой стволы скважины, заканчивание по ТАМЛ 5) и осуществлению периодического термобарического воздействия на продуктивный пласт  $B_2$  Стреловского месторождения высоковязкой нефти Самарской области свидетельствуют о том, что рассматриваемое мероприятие является экономически эффективным. Вложенные инвестиционные расходы на мероприятие в размере 148,1 млн. руб. окупаются в течение двух лет.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Доказано, что при разогреве пласта до эффективной температуры (+50...+60 °С) в зоне термобарического воздействия дебит и коэффициент продуктивности достигают наибольших значений в результате ослабления структурно-механических 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 Б<sub>2</sub> 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 ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ПТВ	Паротепловое воздействие на пласт
ВГВ	Вытеснение нефти горячей водой
ПТОС	Пароциклические термические обработки призабойных зон в добывающих скважинах
ИДТВ	Импульсно-дозированное тепловое воздействие
ТЦВП	Тепловое циклическое воздействие на пласт
ВВН	Высоковязкая нефть
ГС	Горизонтальная скважина
SAGD	Парогравитационное воздействие на пласт
ЭН	Электрический нагрев
ЕМН	Электромагнитный нагрев
ВАРЕХ	Низкотемпературный парогравитационный дренаж
ТГХВ	Термогазохимическое воздействие
ТХВ	Термохимическое воздействие
ТБХО	Термобарохимическая обработка
ВЭКС	Высокоэнергетические конденсированные системы
НКТ	Насосно-компрессорная труба
ЖФО	Жидкофазное окисление
ГРС	Гидрореагирующие составы
ГОС	Горюче-окислительные составы
ПГД	Пороховые генераторы давления
ППХ	Химический прогреватель пласта
СНОРС	Холодная добыча тяжелой нефти с песком
УЭЦН	Установка погружного центробежного электронасоса
ГРП	Гидроразрыв пласта
ГДРП	Газодинамический разрыв пласта
ПЗС	Призабойная зона скважины
ПАВ	Поверхностно-активное вещество
АДС	Аккумулятор давления скважинный
БС	Боковой ствол скважины
СПО	Спускоподъемная операция
УБТ	Утяжеленная буровая труба
СБТ	Стальная бурильная труба
ЗТС	Забойная телеметрическая система
НУБТ	Немагнитная утяжеленная бурильная труба
ЭЦН	Электроприводной центробежный насос
ВВН	Винтовой верхнеприводный насос
КЗ	Кумулятивные заряды
СГС	Смесевой газогенерирующий состав
АСВ	Асфальтено-смолистые вещества
ВВИ	Высокоэнергетический высокотемпературный источник
ГДС	Гидродинамический симулятор
ТГДС	Термогидродинамический симулятор
ВНК	Водонефтяной контакт
ГТМ	Геолого-технические мероприятия
КПЭ	Ключевые показатели эффективности

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2013. – 484 с.
2. Халимов Э.М. Месторождения природных битумов / Халимов Э.М., Акишев И.М., Жабрева И.С. и др. – М.: Недра, 1983. – 253 с.
3. Липаев А.А. Классификация методов разработки месторождений тяжёлых нефтей и природных битумов / Липаев А.А. // Материалы научной сессии ученых. – Альметьевск: Альметьевский гос.нефт.инст. – 2011. – С. 3-12.
4. Астафьев В.И. Динамика неустойчивых процессов заводнения нефтяных пластов и фильтрация при наличии трещин в поровом объёме / В.И. Астафьев, Е.В. Андриянова, С.И. Губанов, А.М. Зиновьев, А.Е. Касаткин, В.А. Ольховская – Самара: АНО «Издательство СНЦ», 2017. – 192 с.
5. Аметов, И.М. Добыча тяжёлых и высоковязких нефтей / И.М. Аметов, Ю.Н. Байдилов, Л.М. Рузин, Ю.А. Спиридонов - М.: Недра, 1985. - 205 с.
6. Батлер, Р.М. Горизонтальные скважины для добычи нефти, газа и битумов / Р.М. Батлер – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2010. – 536 с.
7. Вахитов, Г.Г. Термодинамика призабойной зоны нефтяного месторождения / Г.Г. Вахитов, О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин – М.: Недра, 1978. – 215 с.
8. Желтов, Ю.В. Разработка сложнопостроенных месторождений высоковязкой нефти в карбонатных коллекторах / Ю.В. Желтов, В.П. Кудинов, Г.Е. Малофеев – 2-е изд., доп. - М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2011. – 328 с.
9. Кудинов, В.И. Интенсификация добычи вязкой нефти из карбонатных коллекторов / В.И. Кудинов, Б.М. Сучков – Самара: СамГТУ, 1996. – 440 с.

10. Липаев А.А. Интенсификация вытеснения нелинейно-вязкой нефти горячей водой / Липаев А.А., Шевченко Д.В., Чугунов В.А. и др. // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: Материалы Международной научно-практ. конф. Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ. – 2011. – С. 312-316.
11. Малофеев, Г.Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи. Учебное пособие / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаетов, И.Д. Чоловская – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 224с.
12. Манапов, Т.Ф. Потери подвижных запасов нефти в неоднородном по проницаемости пласте в результате охлаждения / Т.Ф. Манапов, А.П. Титов, И.В. Владимиров, Т.Г. Казакова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. - № 2. - С. 25-26.
13. Розенберг, М.Д. Использование энергетического принципа при создании энерго- и ресурсосберегающих технологий разработки нефтяных месторождений парафинистых нефтей / М.Д. Розенберг, Е.В. Теслюк, Л.К. Киинов и др. // М.: ВНИИнефть. 1993. - Сб. науч. тр. – Вып. 117. — С. 246-262.
14. Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2015. – 480 с.
15. Теслюк, Е.В. Принципы создания энерго- и ресурсосберегающих технологий разработки месторождений парафинистых и вязких нефтей с применением термозаводнения / Е.В. Теслюк, М.Д. Розенберг, Л.К. Киинов и др. // Нефтяное хозяйство. – 1995. - № 4. – С. 14-18.
16. Патент 2368767. Российская Федерация, МПК E21B 43/24. Способ разработки залежи высоковязкой и тяжелой нефти с термическим воздействием: № 2008112385/03: заявл. 31.03.2008: опубл. 27.09.2009 / Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б. – 7 с.

17. Патент 2373384. Российская Федерация, МПК E21B 43/24. Способ теплового воздействия на залежь высоковязкой нефти и битума: № 2008117682/03: заявл. 04.05.2008: опубл. 20.11.2009 / Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б. – 7 с.

18. Патент 2527051. Российская Федерация, МПК E21B 43/24, E21B 33/138. Способ разработки залежей высоковязких нефтей или битумов при тепловом воздействии: № 2012157795/03: заявл. 27.12.2012: опубл. 27.08.2014 / Бакиров И.М., Зарипов А.Т., Идиятуллина З.С., Арзамасцев А.И., Шайхутдинов Д.К. – 7 с.

19. Патент 2485304. Российская Федерация, МПК E21B 43/24. Способ разработки залежи высоковязкой нефти или битума: № 2011151079/03: заявл. 14.12.2011: опубл. 20.06.2013 / Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов В.Г., Салимов О.В. – 9 с.

20. Патент 2455473. Российская Федерация, МПК E21B 43/24. Способ разработки залежи высоковязких нефтей и битумов: № 2010140778/03: заявл. 05.10.2010: опубл. 10.07.2012 / Хисамов Р.С., Бакиров И.М., Амерханов М.И., Арзамасцев А.И., Оснос Л.Р. – 8 с.

21. Zhe Y., Pengcheng, L., Shengfei Z. et al. Experimental study and numerical simulation of nitrogen-assisted SAGD in developing heavy oil reservoirs / Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – pp. 325 – 332.

22. Chao W., Pengcheng L., Fushun W., Bayramberdi A., Mergen O. Experimental study on effects of CO<sub>2</sub> and improving oil recovery for CO<sub>2</sub> assisted SAGD in super-heavy-oil reservoirs / Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – pp. 1073 – 1080

23. Патент 2611789. Российская Федерация, МПК E21B 43/24, C09K 8/592. Способ разработки залежи высоковязкой и сверхвязкой нефти тепловыми методами на поздней стадии разработки: № 2016100470: заявл. 11.01.2016: опубл. 01.03.2017 / Зарипов А.Т., Амерханов М.И., Шестернин В.В. – 5 с.

24. M. RabieiFaradonbeh, T.G. Harding, J. Abedi. Semi-analytical modeling of steam-solvent gravity drainage of heavy oil and bitumen: Steady state model with linear interface / *Fuel*. – 2016. – pp. 568 – 582.
25. Патент 2378504. Российская Федерация, МПК E21B 43/24. Способ теплового воздействия на пласт с тяжелыми нефтями и устройство для его осуществления: № 2008144646/03: заявл. 11.11.2008: опубл. 10.01.2010 / Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б. – 11 с.
26. Патент 2560040. Российская Федерация, МПК E21B 36/04, E21B 43/24, E21B 43/26, E21B 43/30. Способ разработки залежи высоковязкой нефти и битума: № 2014122713/03: заявл. 03.06.2014: опубл. 20.08.2015 / Файзуллин И.Н., Гарифов К.М., Салимов О.В., Зиятдинов Р.З., Гирфанов И.И. – 12 с.
27. Asghar S., Hassan H., Thomas G. H. Modeling of desiccated zone development during electromagnetic heating of oil sands / *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2017. – pp. 163 – 171.
28. Аглиуллин М.М. Разработка и внедрение термобарохимического метода увеличения продуктивности нефтегазовых скважин / М.М. Аглиуллин, В.М. Абдуллин. М.М. Абдуллин, С.А. Курмаев // *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. – 2004. – С. 1-19.
29. Меркулов А.А. Научные основы создания эффективной гидродинамической связи скважины с пластом с использованием энергии взрыва. - автореф. дис. на соиск. учен. степ. док. тех. наук: 25.00.17 – М.: ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика». – 2016. – 47 с.
30. Меркулов А.А. Новый подход к импульсно-волновой технологии для интенсификации нефтяных и нагнетательных скважин / Меркулов А.А., Казнин В., О. Чен, Шаймарданов А. // *Бурение и нефть*. – М.: ООО «Бурнефть». – 2005. – №10. – С. 16-17.
31. Меркулов А.А. Газодинамические методы вскрытия пластов / Меркулов А.А., Балдин А.В., Дуванов А.М. // *Нефтяное хозяйство*. – 2006. – №9. – С. 115-117.

32. Меркулов А.А. Газодинамический разрыв пласта: аппаратура, технологии, цели / Меркулов А.А., Дуванов А.В., Швец В.С., Кодолов В.В., Потапов М.Г. // Бурение и нефть. – 2007. – №7/8. – С. 54-56.
33. Желтов Ю.П. О механизме гидравлического разрыва нефтеносного пласта / Желтов Ю.П., Христианович С.А. // Изв. АН СССР, ОТН. – 1955. – №5. – С. 3-41.
34. Ивановский В.Н. Техника и технология парагазового воздействия на нефтяные залежи / Ивановский В.Н., Кокорев В.И., Дарищев В.И., Бугаев К.А., Ахмадейшин И.А., Волков Д.А. – РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014 – 35 с.
35. Marshall B.W. Field test of two high-pressure, direct-contact downhole steam generators // Volume I. Air/diesel system [Report]. – Albuquerque: Sandia National Laboratories. – 1983.
36. Кокорев В.И. Результаты государственных приёмочных испытаний технологического комплекса с забойным парагазогенератором на монотопливе / Кокорев В.И., Бугаев К.А. // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2010. – №6. – С. 34-38.
37. Божко Г.И. Вскрытие продуктивных пластов перфораторами на трубах / Божко Г.И., Куртинов В.М., Фалк И.Б. // - М.: ВИЭМС. – 1990. – С.7, 17-28, 40.
38. Войтенко Ю.И. Импульсный гидроразрыв пористой среды / Войтенко Ю.И., Михалюк А.В., Токарчук А.В. // Прикладная механика и техническая физика. – 1992. – №1. – С. 98-102.
39. Вольницкая Е.П. Пневмоимпульсная технология восстановления производительности скважин / Вольницкая Е.П., Вольницкая Э.М., Мойзис С.Е. // Вода и водоочистные технологии. Украинский научно-практический журнал. – 2003. – №4. – С. 59-60.
40. Басарыгин Ю.М. Исследование факторов и реализация мер долговременной эксплуатации нефтяных и газовых скважин. В 6-ти тт. Т.4, Кн.

1. / Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Яремийчук Р.С. Гидроразрыв пласта – Краснодар. – Просвещение – Юг. – 2004. – с. 326.

41. Гаврилов Н.И. Регулирование допуска на рынок геофизических услуг, технологий, а также прострелочно - взрывной аппаратуры по критериям безопасности / Гаврилов Н.И., Гайворонский И.Н., Шахназаров Г.Г. // Безопасность труда в промышленности. – 2005 – №6. – С. 4-9.

42. Беляев Б.М. Расчет оптимальной поверхности заряда пороховых генераторов давления / Беляев Б.М., Санасарян Н.С. // Прострелочно-взрывные работы в скважинах. – М., ВНИИГеофизика. – 1981 – с.72.

43. Гарифов К.М. Исследование колебания давления в скважине при горении в ней порохового заряда / Гарифов К.М., Максutow Р.А. М. – Деп. Во ВНИИОЭНГ. – 1980. – №661.

44. Генератор с регулируемым импульсом давления ПГРИ-100. Техническое описание и инструкция по эксплуатации ПГРИ-100.000 ТО / Малаховское отделение АНПФ «Геофизика». – М. – 1994. – 22с.

45. Годунов С.К. Численное решение многомерных задач газовой динамики / Годунов С.К., Забродин А.В., Иванов М.Я. и др. – М.: Наука. – 1976. – с. 400.

46. Головка стреляющая гидромеханическая ORION-02 / Руководство по эксплуатации ВГС-БСГ-000 РЭ. – 2010.

47. Грибанов Н.И. Газодинамический разрыв пласта с применением жидких горюче – окислительных составов / Грибанов Н.И., Крощенко В.Д., Любимов В.С., Михайлов А.А. и др. // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. – 1999. – Вып.60. – С.67-74.

48. Желтов Ю.П. Деформации горных пород. – М.: Недра. – 1966. – с. 198.

49. Гайворонский И.Н. Эффективность вскрытия пластов перфорацией / НТВ Каротажник. Тверь. – 1998. – Вып. 43. – С.73-77.

50. Зыков В.А. Состояние теории и методов геофизического воздействия на углеводородный пласт с поверхности земли / Зыков В.А., Васенин Д.В. // Сборник научных трудов. Ухта: УГТУ. – 2002. – С. 91-96.

51. Гайворонский И. Н. Особенности вторичного вскрытия пластов и его геофизическое сопровождение в различных глубинных условиях / Гайворонский И. Н., Кончаков В. Н., Леоненко Г. Н. // НТВ Каротажник. Тверь. – 1999. – Вып. 65. – С. 124-128.

52. Зыков В.А. Методология, теория и методы геофизического воздействия на пласт / Актуальные проблемы геологии нефти и газа // Материалы второй региональной научно-практической конференции (Кремсовские чтения). – Ухта. – 1999. – С. 177-182.

53. Гайворонский И.Н. Современные методы вторичного вскрытия пластов / Гайворонский И.Н., Тебякин В.М., Хальзов А.А. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №5. – С. 43-48.

54. Административный регламент Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору по исполнению государственной функции по выдаче разрешений на применение конкретных видов (типов) технических устройств на опасных производственных объектах. Приложение к приказу Ростехнадзора №112 от 29.02.2008г.

55. Бабаев В. В. Теплофизические свойства горных пород / Бабаев В.В., Будымка В.Ф., Сергеева Т.А. и др. – М.: Недра. – 1987. – с. 156.

56. Баренблатт Г.И. О равновесных трещинах, образующихся при хрупком разрушении. – ПММ. – 1959. – Т.ХХIII. – №3. – с. 434-444, - №4. – С. 702-721, - №5. – С. 893-900.

57. Беляев Б.М. Состояние и пути совершенствования обработки пласта порохowymi газами / Прострелочно-взрывные работы в глубоких скважинах // Сборник научных трудов. – М.: НПО «Нефтегеофизика». – 1981. – С. 76-84.

58. Беляев Б.М. Исследование процесса горения порохового заряда в скважине / Беляев Б.М., Санасарян Н.С., Улунцев Ю.Г. // Прикладная геофизика. – М. – 1986. – №115. – С. 103-108.



59. Дуванов А.М. Безопасные воспламенители и баллиститные заряды для скважинных газогенерирующих устройств. / НТВ «Каротажник». Тверь: изд. АИС. – 1999. – Вып. 64. – С. 110-114.
60. Дуванов А.М. Методы интенсификации притоков в нефтяных и газовых скважинах с использованием энергии взрыва и горения взрывчатых материалов / Дуванов А.М., Гайворонский И.Н., Михайлов А.А., Челышев В.П., Шкиткин Б.В. // Региональная и морская геофизика; методы поисков и разведки месторождений полезных ископаемых: Обзор. – М.: ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ. ВИЭМС. – 1990. – с. 34.
61. А.с. 840308 СССР. МКИ E21B43/26. Устройство для разрыва пласта давлением пороховых газов / К.М. Гарифов, Р.Н. Рахманов, Р.А. Максutow. № 2701532/22-03., опубл. 23.06.81.
62. Патент 2311530. Российская Федерация, МПК E21B 43/263. Устройство с пороховым зарядом для стимуляции скважин и способ его осуществления: № 2006106155/03: заявл. 27.02.2006: опубл. 27.11.2007 / Романович А.П., Кузьмицкий Г.Э., Пелых Н.М., Локтев М.В., Корженевский А.Г., Корженевский А.А., Харисов Р.Г., Мухамадиев Р.С., Кустов В.Г. – 9 с.
63. Белин В.А. Методы разрушения пласта-коллектора энергией горения энергетических конденсированных систем: Учебное пособие / Белин В.А., Грибанов Н.И., Шилов А.А., Пелых Н.М. – М.: МГГУ. – 2011. – с. 213.
64. Беляев Б.М. Инструкция по применению пороховых генераторов давления ПГД.БК в скважинах / Беляев Б.М., Санасарян Н.С., Улунцев Ю.Г., Грибанов Н.И. и др. – ВИЭМС. – 1989. – с. 68.
65. Балашканд М.И. Импульсная знакопеременная обработка призабойной зоны скважин с целью интенсификации притоков / НТВ «Каротажник». – Вып.79. – Тверь. – 2001. – С. 77-85.
66. Гайворонский И.Н. Состояние и перспективы развития методов интенсификации нефтепритоков в нефтяных и газовых скважинах взрывными и импульсными методами / НТВ «Каротажник» - Тверь: ГЕРС. – 1998. – Вып.43. – С. 40-46.

67. Баум Ф.А. Физика взрыва / Баум Ф.А., Станюкович К.П., Челышев В.П., Шехтер Б.И. – М.: Физматгиз. – 1975. – с. 704.
68. Гайворонский И.Н. Обеспечение эффективной гидродинамической связи скважины с пластом при вторичном вскрытии / Гайворонский И.Н., Меркулов А.А., Балдин А.В., Улунцев Ю.Г. // НТВ Каротажник - Тверь, Изд. АИС. – 2006. – Вып. 10 – 11. – С. 153-169.
69. Балашканд М.И. Обработка призабойной зоны пласта импульсами давления / Балашканд М.И., Андреев Ю.Н., Казнин В.А. // Нефтяное хозяйство. – №8. – 1990. – С. 71-74.
70. Дуванов А.М. Перфоген новое устройство для одновременного вскрытия и газодинамической обработки пласта / Дуванов А.М., Воробьев Л.С., Балдин А.В. и др // Нефтяное хозяйство. – 2003. – №11. – С. 87-88.
71. А.с. 912918, МКИ E21B43/26. Способ разрыва пласта пороховыми газами / Б.М. Беляев, И.П. Королев, В.Ф. Поздняков, Н.С. Санасарян, Р.А. Слиозберг, В.А. Усик. - № 2966505/22-03
72. А.с. 933959 СССР. МКИ E21B43/26. Пороховой генератор давления для скважин / Б.М. Беляев, Р.А. Слиозберг, Ю.Н. Кулешов, Г.И. Орлов, В.Ф. Комаров. № 3000924/22-03
73. Зотов В.С. Метод газоимпульсной обработки скважин / Зотов В.С., Альнабуда А.С.Д. и др. – СПб: «Галея Принт». – 2004. – с. 200.
74. Патент №4530396 США, МКИ E21B29/02, U21B43/25. Device for stimulating a subterranean formation / Henry H.Mohaupt
75. Чазов Г.А. Термогазохимическое воздействие на малодебитные и осложненные скважины / Г.А. Чазов [и др.] // М.: Недра. – 1986. – 153с.
76. Патент 2110677 Российская федерация. Способ термогазохимического и силового воздействия на призабойную зону продуктивного пласта и газогенератор / Барсуков В. Д., Голдаев С.В., Минькова Н.П. и др. – опубл. 27.06.1995. – Бюл. №9

77. Патент 4548252 США, МКИЕ21В43/263. Controlled pulse fracturing. Lawrence R.Stowe, Warren F.Johnson (США). – №596492. – Заявл. 04.04.84. – Оpubл. 22.10.85. – НКИ 166-299.

78. Сердюк В.И. Параметры воздействия на призабойную зону пласта порохowymi зарядами / Сердюк В.И., Шаповалов М.Т., Рыбачок И.А. и др. // Нефтепромысловое дело. Реф. научно-техн.сб. – 1983. - № 4. – С. 3-4.

79. Технический обзор методики высокоэнергетической газовой стимуляции. Переводсангл. Bob Haney (Propellant Stimulation Services) David Cuthill, P. Eng (Computalog Ltd). – 1996. – с. 82.

80. Seager A. Technique Tailors pressure pulse to sone / Drill Bit // - 1982. – Vol. 32. – №8.

81. Патент 4683951 США, МКИЕ21В43/22. Chemical flooding and controlled pressure pulse fracturing process for enhanced hydrocarbon recovery from subterranean formations / Pradodh Pathak, Stephen I.Salter; Atlantic Richfield Co. – № 863663. – Заявл. 15.05.86. – Оpubл. 04.08.87. – НКИ166-271.

82. Патент 4716967 США, МКИ E2143/25. Stimulation subterranean formation in the open hole / Моhaupt Н.Н. – №732967. – Заявл. 13.05.85. – Оpubл. 5.01.88. – НКИ 166-305.

83. Чельшев В.П. Маловязкие горюче-окислительные составы для обработки продуктивных пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами / Чельшев В.П., Колясов С.М., Крощенко В.Д. и др. // Тез. докл. Всесоюз. совещания «Техника и методика прострелочно-взрывных работ в скважинах». – Раменское, ВНИПИВзрывгеофизика. – 1988. – с. 31.

84. Колясов С.М. Маловязкие горюче-окислительные составы для обработки продуктивных пластов в целях повышения производительности скважин / Колясов С.М., Крощенко В.Д., Чельшев В.П. и др. // В сб. Прострелочно-взрывные и импульсные виды работ в скважинах. – М.: ВИЭМС. – 1989. – С. 82-94.

85. Патент 4458756 США, МКИЕ21В43/243. Heavy oil recovery from deep formation / Clark Silas (США), Hemisphere Licensing Corp. (США). – №291988. – Заявл. 11.08.81. – Оpubл.10.07.84. – НКИ 166-260.

86. Патент 375147 Австрии, МКИЕ21В043/243. Verfahrenzurverbesserung der endanabeuteeinerunterirdischennkohlenwasseratofflageretxite / A.N. Lundberg Associates A.G. Zug (Schwes). – №4786/81. – Заявл.06.11.81. – Оpubл. 10.07.84.

87. Кожемяко О.В. Состояние и пути развития термических методов добычи нефти / Кожемяко О.В., Сиротко В.А. // ВНИПИтермнефть. - Краснодар, Деп. В ВНИИОЭНГ. – 1988. – №1515.

88. Технологические газогенераторы для интенсификации нефтеизвлечения / В.В. Баширов, Н.Ш. Хайрединов, З.Г. Шайхутдинов и др. – М., Машины и нефтяное оборудование: Обзор / ВНИИОЭНГ. – 1984.

89. Меркулов А.А. Разработка и внедрение комплекса оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности разработки нефтяных и газовых месторождений / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Ликотов А.Р., Дудаев С.А. // Материалы 7-го Российско-Китайского симпозиума по промышленной геофизике. – Иркутск. – 2012. – С. 73-89.

90. Меркулов А.А. Импульсные и акустические технологии интенсификации нефтедобычи и аппаратура регистрации параметров процесса воздействия / Меркулов А.А., Назин С.С. // Материалы Международного технологического симпозиума «Интенсификация добычи нефти и газа». – М. – 2003. – с. 36.

91. Меркулов А.А. Результаты импульсного воздействия на продуктивные коллекторы месторождений ОАО «Лукойл-Калининградморнефть» / Меркулов А.А., Соболев М.А., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г. // НТВ Каротажник. – 1999. – №57. – С. 24-35.

92. Меркулов А.А. Результаты использования импульсных технологий интенсификации нефтепритоков на месторождениях НК «ЛУКОЙЛ» и

«УзеньМунайГаз» / Меркулов А.А. // Материалы Совещания Главного управления по обеспечению добычи нефти и газа ОАО «ЛУКОЙЛ» «Анализ итогов внедрения методов повышения нефтеотдачи пластов, интенсификации добычи нефти и ремонта скважин в ОАО «ЛУКОЙЛ» за 2004 год» - М. – 2005. – С. 244-250.

93. Меркулов А.А. Результаты использования импульсных технологий интенсификации нефтепритоков на месторождениях НК «ЛУКОЙЛ» и «УзеньМунайГаз» / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Бижанов А.Н., Баймуханбетов С.Г. // НТВ Каротажник. – 2005. – №12-13. – С. 98-114.

94. Меркулов А.А. Экспресс-оценка радиуса зоны ОПЗ / Меркулов А.А., Улунцев Ю.Г., Гимаев А.Ф. // Тезисы докладов IX научно- практической конференции «Геология и разработка месторождений с трудно извлекаемыми запасами». – Геленджик. – 15-17.09.2009. – С. 30.

95. Меркулов А.А. Комплекс оборудования и технологий газодинамического разрыва пласта для повышения эффективности разработки месторождений / Меркулов А.А., Гайворонский И.Н., Ликотов А.Р. // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №8. – С. 122-125.

96. Меркулов А.А. Реализация импульсных технологий воздействия на пласт, средства контроля параметров процесса / Меркулов А.А., Назин С.С., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г., Швец В.С., Малюгин В.М // НТВ «Каротажник». – Тверь: Изд. АИС. – 2001. – Вып. 86. – С. 36-55.

97. Меркулов А.А. Комбинированное воздействие на продуктивные коллекторы месторождения Белый Тигр / Меркулов А.А., Назин С.С., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г., Лой К.М., Донг Ч.Л., Туен Н.В. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – №10. – С. 89-91.

98. Перечень взрывчатых материалов, оборудования и приборов взрывного дела, допущенных к применению в Российской Федерации. Серия 13. Выпуск 2, 2-у издание / Колл. авт. – М.: ЗАО «Научно- технический центр исследований проблем промышленной безопасности». – 2013. – с. 64.

99. Фридляндер Л.Я. Прострелочно-взрывная аппаратура и ее применение в скважинах. – М.: Недра. – 1985. – с. 199.

100. Патент 2494215. Российская Федерация, МПК E21B 7/04, E21B 43/14. Способ строительства многоствольной скважины: № 2012114541/03: заявл. 12.04.2012: опубл. 27.09.2013 / Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Ибатуллин Р.Р., Кадыров А.Х., Рахманов И.Н., Глуходед А.В., Балбошин В.А. – 6 с.

101. Патент 2315167. Российская Федерация, МПК E21B 7/06. Способ строительства многоствольной скважины: № 2006120220/03: заявл. 08.06.2006: опубл. 20.01.2008 / Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Оснос В.Б., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З. – 7 с.

102. Патент 2524736. Российская Федерация, МПК E21B 43/18. Способ разработки нефтяных залежей сообщаемыми через продуктивный пласт скважинами: № 2013120349/03: заявл. 30.04.2013: опубл. 10.08.2014 / Ибатуллин Р.Р., Абдрахманов Г.С., Бакиров И.М., Ахмадишин Ф.Ф., Хамитьянов Н.Х., Иктисанов В.А., Вильданов Н.Н., Филиппов В.П., Максимов Д.В., Оснос В.Б., Бакиров А.И., Музалевская Н.В. – 8 с.

103. Патент 2565615. Российская Федерация, МПК E21B 43/16, E21B 43/26. Способ разработки нефтяных залежей сообщаемыми через продуктивный пласт скважинами: № 2014141226/03: заявл. 13.10.2014: опубл. 20.10.2015 / Хисамов Р.С., Абдрахманов Г.С., Бакиров И.М., Ахмадишин Ф.Ф., Хамитьянов Н.Х., Вильданов Н.Н., Оснос В.Б., Бакиров А.И., Музалевская Н.В., Максимов Д.В. – 10 с.

104. Астафьев В.И. Прогрев пласта в скважине с дуальной системой стволов и интенсификация добычи высоковязкой нефти / Астафьев В.И., Ольховская В.А., Губанов С.И. // Нефт. хоз-во. – 2016. – № 2. – С. 66–69.

105. Ольховская В.А. Способ разработки месторождений высоковязкой нефти с возможностью прогрева пласта / В.А. Ольховская, А.М. Зиновьев, С.И. Губанов. // Вестник Самарского государственного технического университета.

Серия «Технические науки». – Самара, СамГТУ. – Октябрь, 2014. - № 3 (43). – С. 163-173.

106. Патент 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.

107. Патент 2682830. Российская Федерация, МПК E21B 43/00, G06Q 99/00. Способ контроля разработки месторождений с оценкой выработки запасов вязкопластичной нефти на стадии обводнения пласта: № 2017137190: заявл. 23.10.2017: опубл. 21.03.2019 / А.М. Силантьева, В.А. Ольховская, С.И. Губанов. – 16 с.

108. Балдин А.В. Основные уравнения процесса обработки прискважинной зоны пласта порохowymi газогенерирующими устройствами / А.В. Балдин, М.М. Пинчук, С.С. Рябов [и др.] // Нефтепромысловое дело. – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ", 2004. – № 1. – С. 16–20.

109. Губанов С.И. Тепловое воздействие на залежь высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов [Текст] / Губанов С.И., Ольховская В.А. // Труды Международной научно – практической конференции «Ашировские чтения». – Туапсе, Россия. – 2015 – С. 192-201.

110. Доровских И.В. Построение проектного и фактического профилей скважины: методические указания к выполнению лабораторной работы для студентов специальности 130504 / И.В. Доровских, В.В. Живаева, С.В. Воробьев. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т. – 2010. – с. 50.

111. Геологическое сопровождение бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений. Стандарт компании ОАО «НК «Роснефть» № П2-10 С-0001. – 2014. – с. 142.

112. Гаврилов С.В. Разработка технологии строительства боковых стволов с горизонтальными участками при условии сохранения старого ствола и существующей добычи из него. Обоснование экономической

целесообразности бурения боковых стволов с горизонтальными участками / Записки Горного института. – Т.174. – 2008. – С. 60-62.

113. Мартюшев Д. Малый габарит для большой добычи / Мартюшев Д., Харламов П., Слепченко С. // Корпоративный журнал группы компаний «Новомет» Арсенал добычи. - №1 (18). – 2015. – С. 10-14.

114. Программа «NovometESPcalculator», версия 3.8.7, ЗАО «Новомет – Пермь», 2017.

115. Аппарат малогабаритный комплексного воздействия МКАВ-150/100. Описание установки / Каталог продукции АО «ВНИПИВзрывгеофизика». – 2020. – с. 43.

116. Патент 2179235 Российская Федерация. Устройство для совместной перфорации скважины и образования трещин в пласте / Меркулов А.А., Назин С.С., Слиозберг Р.А., Улунцев Ю.Г.; 10.02.2002.

117. Басниев К.С. Нефтегазовая гидромеханика / Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. – М. Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2005. – с. 544.

118. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М. – М.: Недра. – 1993. – с. 416.

119. Бернадинер М.Г. Гидродинамическая теория фильтрации аномальных жидкостей / Бернадинер М.Г., Ентов В.М. – М.: Наука. – 1975. – с. 200.

120. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.-Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований. - 2006. – с. 436.

121. Щелкачев В.Н. Основы и приложения теории неустановившейся фильтрации. – М.: Нефть и газ. – 1995. – в 2-ух ч. – с. 493.

122. Russel-Houston J. Modelling Fluids Flow in Grosmont C Carbonates Using Fractals-A Concept / Russel-Houston J., Nugent D., Yuan J. Y.// SPE Heavy Oil Conference. – Canada. – 2013. – pp.13.



123. Sheorey T. Isothermal and non-isothermal oil–water flow and viscous fingering in a porous medium / Sheorey T., Muralidhar K. //International journal of thermal sciences. – 2003. – Т. 42. – №. 7. – pp. 665-676.

124. Девликамов В.В. Аномальные нефти / Девликамов В.В., Хабибуллин З.А., Кабиров М.М. – М.: Недра. – 1975. – с. 168.

125. Никитин М.Н. Обоснование технологии повышения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей в трещинно-поровых коллекторах с применением гелеобразующего состава на основе силиката натрия. Диссертация на соискание ученой степени кандидата наук. Санкт-Петербург. Санкт-Петербургский государственный горный университет. – 2012. – с. 181.

126. Горбунов А.Т. Разработка аномальных нефтяных месторождений. – М.: Недра. – 1981. – с. 237.

127. Желтов Ю.В. Разработка сложнопостроенных месторождений вязкой нефти в карбонатных коллекторах. – 2-е изд., доп. / Желтов Ю.В., Кудинов В.И., Малофеев Г.Е. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2011. – с. 328.

128. Каюмов Ш.К. Приближённо-аналитические методы решения задач теории фильтрации вязко-пластичных флюидов. – Ташкент: ФАН. – 1991. – с. 156.

129. Мираджанзаде А.Х. Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей / Мираджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. – М.: Недра. – 1972. – с. 200.

130. Мирзаджанзаде А.Х. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределённость / Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2005. – с. 368.

131. Тематические научно-технические обзоры. Особенности разработки месторождений неньютоновских нефтей. – М.: ВНИИОЭНГ. – 1971. – с. 116.

132. Хасанов М.М. Нелинейные и неравновесные эффекты в реологически сложных средах / Хасанов М. М., Булгакова Г. Т. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2003. – с. 288.
133. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. – М Наука. – 1998. – с. 304.
134. Коротенко В.А. О вытеснении высоковязкой нефти теплоносителем / Коротенко В.А., Грачев С.И., Кушакова Н.П. // Нефтепромысловое дело. – 2015. – №7. – С. 5-8.
135. Коротенко В.А. Физические модели вытеснения вязкопластических нефтей / Коротенко В.А., Грачев С.И., Кушакова Н.П., Сабитов Р.Р. // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №5. – С. 5-10.
136. Волошин А.И. Диагностика отложений АСПО в околоскважинной зоне пласта / Волошин А.И., Рагулин В.В., Ганиев И.М., Халимов Р.Х., Фахретдинов Р.Н., Маньрин В.Н., Телин А.Г. // Интервал. – 2003. – № 8. – С. 5–11.
137. Евдокимов И.Н. Комплект учебных пособий по программе магистерской подготовки «Нефтегазовые нанотехнологии для разработки и эксплуатации месторождений». Часть 4. Проблемы несовместимости нефтей при их смешении: Учебное пособие / И.Н. Евдокимов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2008. – с. 93.
138. Лесин В.И. Анализ фрактальной формулы вязкости / Лесин В.И., Лесин С.В. // Нефтяное хозяйство. – 2011, – №6. – С. 104 – 107.
139. Пудиков Б.В. Экспериментальные исследования реологических свойств эмульсий вязких нефтей / Сборник научных трудов «Сбор, подготовка тяжелых и высоковязких нефтей. – Уфа: ВНИИСПТнефть. – 1984. – С. 51 – 59.
140. Роцин П.В. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области / Роцин П.В., Петухов А.В., ВаскесКарденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8. – №1. – [http://www.ngtp.ru/rub/9/12\\_2013.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/9/12_2013.pdf).

141. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. – М.: Химия. – 1998. – с. 448.
142. Сергиенко С.Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти: Смолы и асфальтены / Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Талалаев Е.И. – М.: Наука. – 1979. – с. 269.
143. Сюняев З.И. Физико-химическая механика нефтяных дисперсных систем. – М.: МИНХиГП им. И.М.Губкина. – 1981. – с. 85.
144. Сюняев З.И. Нефтяные дисперсные системы / Сюняев З.И., Сафиева Р.З., Сюняев Р.З. – М.: Химия. – 1990. – с. 224.
145. Физико-химические свойства нефтяных дисперсных систем и нефтегазовые технологии / Под. ред. Р.З.Сафиевой, Р.З.Сюняева. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2007. – с. 580.
146. Ольховская В.А. Подземная гидромеханика. Фильтрация неньютоновской нефти. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2011. – с. 224.
147. Зиновьев А.М. Исследование реологических свойств и особенностей фильтрации высоковязких нефтей месторождений Самарской области / Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Коновалов В.В., Мардашов Д.В., Тананыхин Д.С., Рощин П.В. // Вестник СамГТУ. Серия «Технические науки». – 2013. - № 2 (38). – с. 197-205.
148. Рощин П.В. Обоснование комплексной технологии обработки призабойной зоны пласта на залежах высоковязких нефтей с трещинно-поровыми коллекторами. – автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук: 25.00.17. – Санкт-Петербургский государственный горный университет. – 2014. – с. 21.
149. Wilkinson W. L. Non-Newtonian fluids: fluid mechanics, mixing and heat transfer // Pergamon Press, London. – 1960. – p. 46
150. Bird R.B. 1987 Dynamic of polymeric liquids: fluid mechanics, 2nd edn. / Bird R.B., Armstrong R.C. and Hassager O. // – vol 1. – Wiley, New York. – 1987.

151. Carreau P.J. Rheology of polymeric systems: principles and applications / Carreau P.J., De Kee D. C.R. and Chhabra R.P. – Hanser/Gardner Publications, Cincinnati, OH. – 1997.
152. Chhabra R.P. Non-Newtonian flow and applied rheology: engineering applications, 2nd edn. / Chhabra R.P., Richardson J.F. – Butterworth-Heinemann, Oxford. – 2008.
153. Basniev K.S. Filtration of non-Newtonian liquid / Basniev K.S., Dmitriev N.M., Chilingar G.V. – In: Mechanics of fluid flow. – chap. 25. – Wiley, New York. – 2008. – pp. 489-512.
154. Bird R.B. The rheology and flow of viscoplastic materials / Bird R.B., Dai G.C., Yarusso B.J. – Rev Chem Eng 1. – 1983. – pp. 1–70.
155. Chhabra R.P. Flow of non-Newtonian fluids in fixed and fluidized bed / Chhabra R.P., Comiti J., Machac I. – Chem Eng Sci 56. – 2001. – pp. 1–27.
156. Mitsoulis E. Flow of viscoplastic materials: models and computations. – Rheol Rev. – 2007. – pp. 135–178.
157. Astafev V.I. Analytical filtration model for nonlinear viscoplastic oil in the theory of oil production stimulation and heating of oil reservoir in a dual-well system / Astafev V.I., Gubanov S.I., Olkhovskaya V.A., Sylantyeva A.M., Zinovyev A.M. // IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science. – vol.121. 052023. – 2018. – pp. 1-10.
158. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. – М.: Недра. – 1977. – с. 215.
159. Ревизский Ю.В. Исследование и обоснование механизма нефтеотдачи пластов с применением физических методов / Ревизский Ю.В., Дыбленко В.П. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2002. – с. 317.
160. Гафаров Ш.А. Исследование фильтрационных параметров неньютоновской нефти при течении в карбонатных пористых средах / Гафаров Ш.А., Шамаев Г.А. // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2005. - № 1. URL: [http://www.ogbus.ru/authors/Gafarov/Gafarov\\_3.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Gafarov/Gafarov_3.pdf).

161. Рогачёв М.К. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения / Рогачёв М.К., Колонских А.В. // Нефтегазовое дело. – 2009. – Т.7. - № 1. – С. 37-42.

162. Зиновьев А.М. Экспериментальные исследования реологически сложной нефти месторождений Самарской области (Россия) / Зиновьев А.М., Ольховская В.А., Ильин И.В. // Нефтепромысловое дело. - №2. – 2017. – С. 31-38.

163. Зиновьев А.М. Обоснование режима эксплуатации залежей высоковязкой нефти с использованием модели неньютоновского течения и результатов промыслово – гидродинамических исследований. – автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук: 25.00.17/ минерально – сырьевой ун – т «Горный». Самара. – 2013. – с. 20.

164. Landrum B.L. Calculation of crude oil recovery by steam injection / B.L. Landrum, J.E. Smith, P.B. Grauford // Petroleum Transactions. AIME. – 1960. – Vol. 219.

165. Lauwverier H.A. The transport of heat in oil layer caused by the injection of hot fluid / H.A. Lauwverier // Applied Scientific Research. Section A. – 1955. – Vol. 5. – No. 2-3. – pp. 145-150.

166. Markelova A.M. Two-phase filtration model for nonlinear viscoplastic oil and hard water drive / A. Markelova, A. Trifonov, V Olkhovskaya // Applied Mechanics and Materials. – Trans Tech Publications. – 2015. – Vol. 698. – pp. 679-682.

167. Marx J.W. Reservoir heating by hot fluid injection / J.W. Marx, R.N. Langeheim // Petroleum Transaction AIME. – 1959. – Vol. 216. – pp. 312-315.

168. Farouq Ali S.M. Effects of differences in the overburden and underburden on steam fluid performance / S.M. Farouq Ali // Producers Monthly. – 1966. – No. 12. – Vol. 30.

169. Желтов Ю. П. Сборник задач по разработке нефтяных месторождений / Желтов Ю. П., Стрижев И. Н., Золотухин А. Б., Зайцев В.М. – М.: Недра. – 1985. – с. 296.

170. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений. – М.: Недра. – 1998. – с. 365.
171. Дейк Л. П. Практический инжиниринг резервуаров. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика». – 2008. – с. 668.
172. Хоменчук О.В. Моделирование распространения ударной волны в цементно-песчаной смеси при возведении набрызгбетонной крепи взрывом / Хоменчук О.В., Борщевский С.В., Руднев А.И. // Теоретические и экспериментальные исследования процессов разрушения горных пород взрывом, Современные ресурсоэнергосберегающие технологии горного производства. – Выпуск 1/2011 (7). – С. 9-15.
173. Кинеловский С.А. Одна модель расчета ударной адиабаты пористой гетерогенной среды / Кинеловский С.А., Маевский К.К., Родиков А.С. // Физика жидкости, нейтральных и ионизированных газов, Вестник НГУ. Серия: Физика. – Том 3. – Вып. 1. – 2008. – С. 3-11.
174. Донцов В.Е. Распространение ударных волн в пористой среде, насыщенной жидкостью с пузырьками растворимого газа / Донцов В.Е., Накоряков В.Е. // Прикладная механика и техническая физика. – Т. 41. – №5. – 2000. – С. 91 – 101.
175. Зельдович Я. Б. Физика ударных волн и высокотемпературных гидродинамических явлений / Зельдович Я. Б., Райзер Ю. П. – М.: Наука. – 1966.
176. Кедринский В.К. Ударные волны в жидкости с пузырьками газа / Физика горения и взрыва. – №5. – 1980. – С. 14-25.
177. Кутателадзе С.С. Теплообмен и волны в газожидкостных системах / Кутателадзе С.С., Накоряков В.Е. – Новосибирск: Наука. Сиб. отд. ние. – 1984.
178. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2003. – с. 816.

179. Мищенко И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Ермолаев А.И. – М.: ФГУП Из-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – 2005. – с. 448.

180. Ольховская В.А. Прогнозирование размеров трещины при интенсивном газогидродинамическом воздействии на пласт / Ольховская В.А., Губанов С.И. // Периодический научно – технический журнал «Нефтепромысловое дело» серия «Методы воздействия на пласт и повышения нефтеотдачи», ВНИИОЭНГ. - №3. – 2017. – С. 43-45.

181. Черный С.Г. Методы моделирования зарождения и распространения трещин / Черный С.Г., Лапин В.Н., Есипов Д.В., Куранаков Д.С. // Ин-т вычислительных технологий СО РАН. – Новосибирск: Изд-во СО РАН. – 2016. – с. 312.

182. Economides M.J. Reservoir stimulation / Economides M.J., Nolte K.G. – Third edition. – John Wiley & Sons. – 2000. – p. 856.

183. Mendelsohn D.A. A review of hydraulic fracture modeling – part I: General concepts, 2D models, motivation for 3D modeling / J. Energy Res. Tech. – 1984. – Vol. 106, No. 3. – pp. 369-376.

184. Geertsma J. Two-dimensional fracture propagation models // Recent advances in hydraulic fracturing. SPE Monograph 12 / Ed. by J.L. Gidley, S.A. Holditch, D.E. Nierode, R.W. Veatch. – Richardson, Texas: SPE. – 1989. – pp. 81-94.

185. Adachi J. Computer simulation of hydraulic fractures / Adachi J., Siebrits E., Peirce A., Desroches J. // Int. J. Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2007. – Vol. 44. – pp. 739-757.

186. Ching H.Y. Mechanics of Hydraulic Fracturing. – Houston, Texas: Gulf publishing company. – 1997. – p. 182.

187. Желтов Ю.П. О гидравлическом разрыве нефтеносного пласта / Желтов Ю.П., Христианович С.А. // Изв. АН СССР. Отделтехническихнаук. – 1955. - № 5. – С. 3-41.

188. Geertsma J. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures / Geertsma J., de Klerk F. // J. Petroleum Technology. – 1969. – Vol. 21, No. 12. – pp. 1571-1581. – SPE-2458-PA.

189. Алексеенко О.П. Некоторые особенности плоской задачи гидроразрыва упругой среды / Алексеенко О.П., Вайсман А.М. // ФТПРПИ. – 1999. - № 3. – С. 64-70.

190. Desroches J. The crack tip region in hydraulic fracturing / Desroches J., Detournay E., Lenoach B., Papanastasiou P., Pearson J.R.A., Thiercelin M., Cheng A.H.-D. // Proc. Royal Soc. A. – 1994. – No. 447. – pp. 39-48.

191. Garagash D. The tip region of a fluid-driven fracture in an elastic medium / Garagash D., Detournay E. // J. Applied Mechanics. – 2000. – Vol. 67. – No. 1. – pp. 183-192.

192. Lecampion B. An implicit algorithm for the propagation of a hydraulic fracture with a fluid lag / Lecampion B., Detournay E. // Computer Meth. Appl. Mech. Eng. – 2007. – Vol. 196. – No. 49-52. – pp. 4863-4880.

193. Астафьев В.И. Асимптотический анализ процесса развития трещины гидравлического разрыва пласта // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. – 2010. - № 5. – С. 105-116.

194. Perkins T.K. Widths of hydraulic fractures / Perkins T.K., Kern L.R. // J. Petroleum Technology. – 1961. – Vol. 13. – No. 9. – pp. 937-949.

195. Алексеенко О.П. Прямолинейный гидроразрыв в упругой плоскости / Алексеенко О.П., Вайсман А.М. // Изв. АН СССР. МТТ. – 1988. - № 6. – С. 145-149.

196. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общ. ред. Ш.К. Гиматудинова / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др. – М.: Недра. – 1983. – с. 455.

197. Губанов С.И. Определение геометрических параметров трещины при высокоэнергетическом импульсном воздействии на пласт / Губанов С.И.,



Астафьев В.А., Ольховская В.А. // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». - №4. – 2019. – С. 27-34.

198. Ларочкина И.А. Новая модель тектонического строения структуры кристаллического фундамента Татарстана / Ларочкина И.А. // Научно-технический журнал «Георесурсы». - №4(27). – 2008. – С. 17-22.

199. Друккер Д. Механика грунтов и пластический анализ или предельное проектирование / Друккер Д., Прагер В. // Механика. Новое в зарубежной науке. Определяющие законы механики грунтов. М.: Мир. – 1975. – Вып. 2. – С. 166-177.

200. Стефанов Ю.П. Влияние трения и прочностных свойств среды на формирование зон локализации деформации в надвиговых структурах / Стефанов Ю.П., Татаурова А.А. // Физическая мезомеханика. – том 21. – №5. – 2018. – С.46-55.

201. Gubanov S.I. Effect of rising reservoir temperature on production of high-viscosity oil / Gubanov S.I., Astafev V.I., Olkhovskaya V.A., Ovchinnikov K.A., Konovalov V.V. // Petroleum engineering and petroleum geochemistry / Proceedings of the 1st Springer Conference of the Arabian Journal of Geosciences (CAJG-1). – Tunisia. – 2018 [https://doi.org/10.1007/978-3-030-01578-7\\_12](https://doi.org/10.1007/978-3-030-01578-7_12)

202. Antoniady D.G. Enhanced oil recovery by cyclic gas-steam stimulation / Antoniady D.G., Drampov R.T., Stashok U.J. et al. // Fifth European Symposium on Improved Oil Recovery. – Proceedings. – April 25-27. – Bucharest. – 1989. – pp. 605-615.

203. Beckers H. The effect of Water Injection on sustained Combustion in a Porous Medium / Beckers H., Hargen G. // SPE. – June. – 1970. – pp. 605-617.

204. Ибатуллин Р.Р. Исследование эффективности применения высокотемпературных теплоносителей для добычи высоковязкой и битуминозной нефти / Ибатуллин Р.Р., Кунеевский В.В., Основ В.Б., Зарипов А.Т., Абсалямов Р.Ш. // Нефтяное хозяйство. – №1. – 2013. – С.62-64.

205. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами / М.: ОАО «Издательство «Недра». – 1998. – с. 304.

206. Бетелин В.Б. Создание отечественного термогидросимулятора – необходимый этап освоения нетрадиционных залежей углеводородов России / Бетелин В.Б., Юдин В.А., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г., Кац Р.М., Королёв А.В. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН. – 2015. – с. 206.

207. Каневская Р. Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2002. – с. 140.

208. Маскет М. Физические основы технологии добычи нефти. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований. – 2004. – с. 606.

209. Imran Ali. A dual-well system and thermal-gas-chemical formation treatment: Combined methods for high-viscosity oil production / Imran Ali, Gubanov S.I., Ovchinnikov K.A., Olkhovskaya V.A., Kovaleva G.A., Galunin E., Tkachev A. // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 194 (107554). – 2020.

210. Виленский П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов: теория и практика / Виленский П.Л., Лившиц В.Н., Смоляк С.А. – Учебное пособие. М.: Дело. – 2002.

211. Экономическое обоснование проведения геолого-технических мероприятий: метод. указ. / Овчинников К.А., Басакина Т.В. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т. – 2019. – с. 44.

212. Толстоногов А.А. Оценка эффективности геолого-технических мероприятий в области нефтедобычи / Фундаментальные исследования. – 2014. – №11-1.

213. Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2024 года. Минэкономразвития России. <http://economy.gov.ru/minec/activity/sections/macro/201801101>.

214. Методические рекомендаций по оценке эффективности инвестиционных проектов, утвержденных Минэкономки РФ, Минфином РФ, Госстроем РФ 21.06.1999 № ВК 477.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А – Акт о внедрении результатов диссертационного исследования в АО «Самаранефтегаз»



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**  
(АО «Самаранефтегаз»)

Волжский проспект, д. 50, г. Самара, Самарский район, Самарская область, Российская Федерация, 443071  
Телефон: 8461 333-02-32, 213-55-25, факс: 8461 333-45-08, e-mail: sa@samnng.rosneft.ru  
ОКПО 03013646, ОГРН 1026300856980, ИНН/КПП 6315229162/6315260001

от 31.08.2020 № СНЦ 01/2-785

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

Для представления  
в диссертационный совет

## АКТ О ВНЕДРЕНИИ

**результатов диссертационного исследования Губанова С.И. на тему «Обоснование метода интенсивного термобарического воздействия на залежи высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов», представленного на соискание учёной степени кандидата технических наук**

Настоящим актом удостоверяется, что результаты диссертационного исследования Губанова С.И. на тему «Обоснование метода интенсивного термобарического воздействия на залежи высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов» обладают актуальностью, практически значимы, частично внедрены и продолжают внедряться в АО «Самаранефтегаз» с целью поддержания добычи и повышения эффективности разработки месторождений.

К наиболее существенным результатам исследования относятся:

- 1) создание способа интенсивного термобарического воздействия на пласт, реализуемого посредством строительства скважины с дуальной системой стволов и забойного генераторного устройства, размещённого в основном (материнском) стволе;
- 2) разработка параметров технико-технологического комплекса, включающего принципиальную конструкцию скважины с дуальной системой стволов и тип глубинно-насосного оборудования для извлечения нефти;
- 3) оптимизация режима интенсивного термобарического воздействия и методика оценки производительности скважины с дуальной системой стволов для месторождений высоковязкой нефти;
- 4) комплексное прогнозирование размеров зоны искусственного разуплотнения и моделирование глубины прогрева пласта в результате интенсивного термобарического воздействия;
- 5) предложения по рациональному выбору объектов и участков внедрения инновационной разработки автора.

0330161

Научные положения и практические рекомендации диссертационного исследования Губанова С.И. обсуждались и были в целом одобрены на совещании

по рассмотрению возможности применения на объектах АО «Самаранефтегаз» технологии добычи высоковязкой нефти, предлагаемой ФГБОУ ВО СамГТУ (протокол № 03-20 от 16 июля 2020 г.). Экономически обоснованная разработка Губанова С.И. проходит проверку на применимость для реализации бизнес-задач с перспективой включения её в пул инновационных технологий. После адаптации к производству возможно приобщение полученных результатов к инвестиционной стратегии продвижения проектов по ключевым направлениям, связанным с освоением новых эксплуатационных участков, эффективной реализацией комплекса геолого-технических мероприятий, минимизацией воздействия на окружающую среду, обеспечением устойчивого профиля добычи и максимального коэффициента извлечения углеводородов в традиционном регионе деятельности – Самарской области.

Система дуальных стволов представляет отдельный интерес для проведения опытно-промышленных испытаний забойных теплогенерирующих устройств, технических средств и химических реагентов, способствующих повышению температуры пласта. Целевым образом её можно использовать для получения информации, анализа эффективности и развития научных основ комбинированных методов теплового воздействия на залежи высоковязкой нефти.

Использование результатов диссертационного исследования позволило теоретически и экспериментально доказать целесообразность применения термически активных составов на Боровском, Смагинском и Восточно-Граньлейском месторождениях АО «Самаранефтегаз», что способствовало повышению эффективности их разработки.

Заместитель генерального директора  
Главный геолог



А.Э. Манасян

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Справка об использовании результатов научных разработок соискателя ученой степени кандидата технических наук в АО «Гипровостокнефть»



№ 23/Т – 21 - 247      От 9.11.2021 г.  
 На                              От

Для представления  
 в диссертационный совет

### СПРАВКА

об использовании результатов научных разработок  
 соискателя ученой степени кандидата технических наук  
 Губанова Сергея Игоревича

Настоящим документом подтверждается, что результаты диссертационной работы Губанова Сергея Игоревича «Обоснование метода интенсивного термобарического воздействия на залежи высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов», представленные на соискание ученой степени кандидата технических наук, использованы в научной и нормативно-методической деятельности АО «Гипровостокнефть» в виде:

1. Практического применения способа разработки месторождений высоковязкой нефти (Патент 2607486. Российская Федерация, МПК E21B 43/247, E21B 7/04. № 2015100443: заявл. 25.01.2015; опубл. 10.01.2017). Способ применялся при составлении нормативно-методической документации на разработку месторождений высоковязкой нефти. (Проект № 1167 «Разработка и обустройство Луцяхского месторождения»).

2. Практического внедрения метода интенсивного термобарического воздействия на залежи высоковязкой нефти при гидродинамическом моделировании пластовых систем, показавшего эффективность предложенной авторской методики, учитывающей реологические свойства высоковязкой нефти. (Проект № Технико-экономическое обоснование по подготовке свяхвязкой нефти Карабикуловского месторождения).

Основой практического применения являются методические рекомендации, расчетные зависимости и авторская методика, которые позволили повысить эффективность разработки месторождений высоковязкой нефти.

Главный инженер



Н.П. Попов

Исполнитель: Яценко В.В.