

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 665.6.035.6:622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Пойда Дмитрий Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Спицина Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Пойда Дмитрий Александрович

Тема работы:

Оценка влияния изменения вязкости нефти на показатели разработки месторождений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89 - 12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Современные подходы к определению вязкости нефти и методам её снижения. Анализ геологических условий залегания высоковязких нефти, строение и свойства компонентов. Анализ современных технологических решений по добыче высоковязкой нефти. Технологическое обоснование применения технологии снижения вязкости нефти в процессе её добычи.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и	Доцент, к.э.н. Спицина Любовь Юрьевна

ресурсосбережение	
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Современные подходы к методам снижения вязкости	
Анализ современных технологических методов снижения вязкости	
Технологическое обоснование применения технологии снижения вязкости нефти в процессе её добычи	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Пойда Дмитрий Александрович		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

КИН - коэффициент извлечения нефти;

ВВН – высоковязкая нефть;

ГС – горизонтальная скважина;

СанПин – санитарные нормы и правила;

ППД – поддержание пластового давления;

ВВН – высоковязкая нефть;

КНС – кустовая насосная станция;

НГК – нефтегазовый комплекс

ПЗС – призабойная зона скважины

КИП – контрольно-измерительный прибор

КПД – коэффициент полезного действия

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

SAGD - Steam Assisted Gravity Drainage;

ТриЗ – трудноизвлекаемые запасы;

НПЗ – нефтеперерабатывающий завод;

ASP - Alkaline/Surfactant/Polymer (щелочь, ПАВ, полимер);

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЦО – пароциклическая обработка;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 89 страниц, в том числе 31 рисунок, 31 таблицы. Список литературы включает 44 источников.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, методы увеличения нефтеотдачи термическое воздействие на пласт, «холодные» методы добычи, вязкость, трудноизвлекаемые запасы, пароциклическая обработка.

Объектом исследования являются продуктивные пласты с высоковязкой нефтью.

Цель исследования – определение критериев эффективности влияния изменения вязкости нефти на показатели разработки месторождений.

В процессе исследования был произведён анализ технологических решений по добыче высоковязкой нефти. Рассмотрены критерии эффективности каждого решения, их особенности и возможные направления развития методов.

Область применения: месторождения с высоковязкой нефтью.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет закачки в пласт анионного поверхностно-активного вещества соды и полимера.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	9
1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МЕТОДАМ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ	10
1.1. Общие сведения о высоковязкой нефти.....	10
1.2 Строения и свойства компонентов высоковязкой нефти	13
1.3 Анализ геологических условий залегания высоковязкой нефти	15
1.4 Геолого-промысловый анализ разработки Ярегского месторождения.....	17
2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ.....	28
2.1 Тепловые методы воздействия на пласт	28
3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ЕЁ ДОБЫЧИ	41
3.1. Краткая геологическая характеристика Курмышевского месторождения	41
3.2 Эффективность разработки и эксплуатации мелких месторождений с высоковязкой нефтью	43
3.3 Разработка комплекса технологических решений подготовки продукции скважин и рабочего агента для системы поддержания пластового давления мелких месторождений с высоковязкой нефтью.....	46
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	53
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта	53
4.2 Анализ конкурентных технических решений	55
4.3 SWOT-анализ.....	57
4.4 Планирование научно-исследовательской работы	59
4.4.1 Бюджет научного исследования	62
4.4.2 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы	62
4.4.3 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования	64
4.4.4 Расчёт затрат на амортизационные отчисления	64
4.4.5. Расчёт затрат на оплату труда.....	65
4.4.6 Расчёт отчислений во внебюджетные фонды.....	67

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время, запасы высоковязкой тяжелой нефти и природных битумов являются важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли не только России, но и нефтедобывающих стран всего мира. По различным оценочным данным их запасы составляют от 790 млрд. т. до 1 трлн. т., что превышает по предварительной оценке в 5-6 раз остаточные запасы нефти малой и средней вязкости, примерно 162 млрд. тонн.

Разработка и добыча высоковязких углеводородов сложный, трудоёмкий и энергозатратный процесс, требующий использование специальных дорогостоящие технологии. Высоковязкие нефти относятся к категории низкосортных, поэтому на рынке стоят дешевле лёгкой нефти. Не все компании готовы вкладывать большие средства в разработку и переработку тяжелой нефти. Освоение ресурсов и организация добычи тяжелой нефти требует на начальном этапе хорошей экономической и интеллектуальной стимулирующей поддержки.

Актуальность данной работы: применение современных технологий по снижению вязкости нефти, а также анализ их воздействия на показатели разработки месторождений.

Целью выпускной квалификационной работы является определение критериев эффективности влияния изменения вязкости нефти на показатели разработки месторождений.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить свойства и геологические условия залегания высоковязкой нефти;
2. Проанализировать современные подходы к определению вязкости нефти;
3. Обоснование применения современных технологии снижения вязкости нефти.

1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К МЕТОДАМ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ

1.1. Общие сведения о высоковязкой нефти

В настоящий период времени в мире растёт потребление нефтепродуктов. Это связано с развитием технологий, а так же улучшением уровня жизни человека. Страны импортёры готовы покупать только качественную, лёгкую нефть из-за простаты переработки. Это приводит к быстрому опустошению запасов «лёгкой нефти». В итоге у недропользователей появляется перспективная задача разрабатывать месторождения нефти с высокой вязкостью и природных битумов. Они становятся одними из приоритетных видов сырья для экономики нашей страны. Тяжелая высоковязкая нефть полезна для промышленности. Она используется в таких важных отраслях для жизни как, строительство зданий, дорог; производстве пластика, химическом, медицине, пищевой промышленности и во многих других сферах. Битумы являются источниками редких элементов, таких как ванадий, никель, кадмий, олово и так. далее. Столбчатая диаграмма мировых ресурсов сверхтяжелой нефти и битумов представлена на рисунке 1 [1].

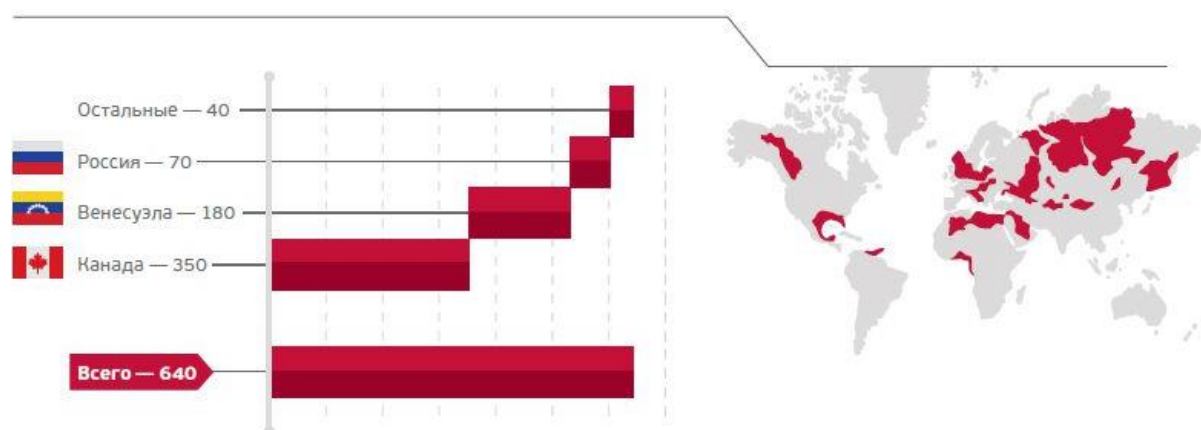


Рисунок 1 – Мировые ресурсы сверхтяжелой нефти и битумов [1]

Вязкость является важнейшим технологическим свойством нефти, характеризующее эксплуатационные свойства для добычи, эксплуатации и транспортировки углеводородов. Вязкость, или внутренне трение, -

характеристика, которая способна оказывать сопротивление невозвратимому перемещению одной части текущего тела относительно другой. Она зависит от плотности, чем больше вязкость, тем больше плотность и наоборот. Классификация нефти по вязкости и плотности представлена в таблице 1 и 2.

Таблица 1 – Классификация нефти по вязкости[2]

Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа · с	Типы нефти
до 5,0	Незначительной вязкости
от 5,1 до 10,0	Маловязкая
от 10,1 до 30,0	Повышенной вязкости
от 30,1 до 200,0	Высоковязкая
более 200,0	Сверхвязкая

Таблица 2 –Классификация нефти по плотности[2]

Плотность нефти при 20° и 0,1 МПа, г/см³	Типы нефти
до 0.830	Особо легкая
0.831 - 0.850	Легкая
0.851 - 0.870	Средняя
0.871 - 0.895	Тяжелая
более 0.895	Битуминозная

Существует 2 вида параметра вязкости жидкости для нефтедобычи:

- Динамическая (μ)
- Кинематическая (ν)

Динамическая вязкость (μ) – сопротивление, которое оказывает жидкость при относительном движении двух её слоёв. В системе СГС(CGS) измеряется в [дин·с/м²]. Эта единица называется пуазом (1 П=0,1 Па·с). Обратный параметр – текучесть.

Определяется динамическая вязкость расчётным путём, после отчёта времени истечение исследуемой жидкости через капиллярные трубки, чтобы рассчитать количественное значение применяется формула французского физика Пуазейля:

$$\mu = \frac{\pi \cdot p \cdot r^4 \cdot \tau}{8 \cdot V \cdot L} \quad (1)$$

где, p – давление, под действием которого из капилляра истекает жидкость; r – радиус капилляра; τ – временной промежуток; V – объём протекающей через капилляр жидкости; L – длина капилляра.

Для определения параметров нефтепродуктов, которые находятся в жидком состоянии, применяют современные вискозиметры с падающим шариком.

Высоковязкие нефти из-за своей сложности разработки относятся к «нетрадиционным» запасам или трудноизвлекаемым (ТРИЗ). Появление понятия ТРИЗ связано с открытием трудных месторождений в 1960-х отечественными геологами. В то время появились понятие запасов баженовской, абалкской и фроловской свит Западной Сибири. Далее представлена классификация ТРИЗ.

Высоковязкая нефть – тип нефти с высоким содержанием масел, смол, серы и асфальтенов, отличающейся высокой плотностью и вязкостью.

Битуминовые пески – смесь песка, воды, глины и битумов.

Нефтяные сланцы или горючие сланцы – материнская порода, состоящая из известняка, алевролита и отложений глинистых сланцев, содержащая в себе как вызревшую (сланцевую нефть), так и большое количество недозревшей нефти (керогена, который после предварительной обработки может быть преобразован в товарную нефть).

Нефть низкопроницаемых пород – вызревшая лёгкая нефть с низкой плотностью, находящаяся в материнской породе или мигрировавшая в пласты с крайне низкой проницаемостью коллектора. Важным нюансом является тот факт, что нефть низкопроницаемых пород и сланцевая нефть отличаются друг от друга и, зачастую, требуют различных методов добычи.

С каждым днём доля трудноизвлекаемых неуклонно растёт, так как потенциал добычи превосходный до 200 млрд. тонн, по сравнению текущим общероссийским – 7,2%. График изменения доли трудноизвлекаемых запасов и структура добычи: прогноз Минэнерго представлен на рисунке 2[3].

Трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ)

>65%

составляет доля трудноизвлекаемых запасов нефти в России от общего объема доказанных запасов (данные Минэнерго РФ)

Изменение доли трудноизвлекаемых запасов нефти в РФ, %

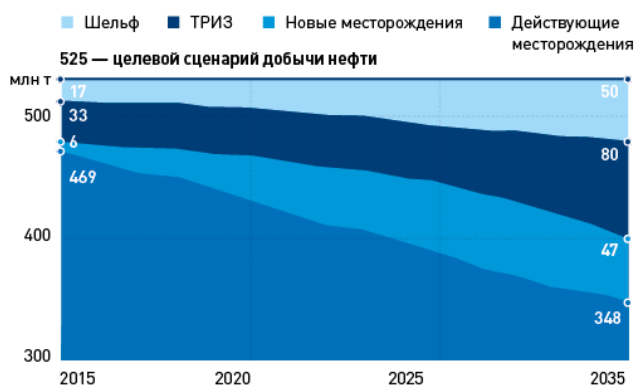


Время «легкой» нефти прошло — почти две трети запасов нефти в России теперь составляют трудноизвлекаемые

Источник: ОАО «ВНИИнефть»

Структура добычи нефти: прогноз Минэнерго

Целевой сценарий добычи нефти будет реализован, если суммарная доля добычи нефти на шельфе и из трудноизвлекаемых запасов достигнет к 2025 году 25%



Источник: Минэнерго

Рисунок 2 - График изменения доли трудноизвлекаемых запасов и структура добычи: прогноз Минэнерго[3]

1.2 Строения и свойства компонентов высоковязкой нефти

Генетически, природные битумы являются дегазированными, потерявшие лёгкие фракции, вязкие, полутвёрдые естественные производные нефти (асфальтиты, асфальты, мальты). Высоковязкие нефти различаются от маловязких увеличенным содержанием асфальто-смолистых элементов (от 25 - 75 %), аномальной вязкостью, высокой плотностью, а также значительно высоким содержанием серы и металлов, особенно пятиоксида ванадия V₂O₅ и никеля (Ni) в концентрациях, соизмеримых с содержанием металлов в промышленных рудных месторождениях России и странах СНГ (V₂O₅ до 7800 г/т). Таким образом тяжелая нефть является высокосмолистым и высокосернистым флюидом. В таблице 3 представлена классификация по содержанию смол и асфальтенов[2].

Таблица 3 – Классификация нефти по содержанию смол и асфальтенов[2]

Содержание смол и асфальтенов, %	Типы нефти
Менее 5	Малосмолистые
5-15	Смолистые
более 15	Высокосмолистые

Сера – компонент, который обычно содержится в сырой нефти. Сера является загрязняющим компонентом, так как при её сжигании образуется оксиды серы. Следовательно, удаление серы в высоковязкой нефти необходимо. В зависимости от массовой доли в РФ подразделяют на классы, таблица 4.

Таблица 4 – Классификация по содержанию серы[2]

Содержание серы, мас. %	Типы нефти
До 0,6	Малосернистая
0,61 – 1,8	Сернистая
1,81 – 3,5	Высокосернистая
Более 3,5	Особо высокосернистая

Природные нефтяные битумы представляют собой органические производные нефти, находящиеся в пласте в твёрдом, вязком и вязкопластичном агрегатном состоянии. В таблице 5 представлены основные свойства классов природных битумов.

Таблица 5 - Основные свойства классов природных битумов

Класс	Консистенция	Плотность, г/см ³	Температура Плавления, °С	Растворимость в хлороформе	Содержание масел
Мальты	От вязкой до твердой	0,965-1,0	35-40	Полная	40-65
Асфальты	Вязкая, Полутвердая, твердая	1,0-1,1	От 20-30 до 80-100	Полная	25-40
Асфальтиты	Твердая	1,3-2,0	180-300	Полная	25
Кериты	Твердая	1,0-1,25	Не плавится	Частичная	-
Антрак-солиты	Очень твердая	1,3-2,0	Не плавится	Нерастворимые	-
Озокериты	От вязкой до твердой	0,85-0,97	50-85	полная	20-85

Одной из важнейшей характеристикой является содержание асфальтенов, которая обуславливает высокую вязкость. Асфальтены – наиболее высокомолекулярные соединения, в состав асфальтенов входят кислород, водород, сера и углерод. Асфальтены нерастворимы в предельных углеводородах, частично растворимы в нафтеновых углеводородах и лучше в ароматических углеводах.

Асфальтены природных битумов не образуют истинных растворов из-за плохой растворимости, битумы представляют собой коллоидные системы. Дисперсия асфальтенов не является агрегативно устойчивой, как и во всех коллоидных системах.

Одним из главных факторов, определяющих свойства битумов, является групповой химический состав. Зависимости между химическим составом и физико-механическими свойствами битумов пока точно не установлены. Основными группами химических соединений, которые определяют структуру битумов, принято считать асфальтены, смолы и масла.

Содержание асфальтенов, смол и масел в битумах колеблется в пределах: асфальтены 8-45 %, смолы 20-25 %, масла 33-63 %.

1.3 Анализ геологических условий залегания высоковязкой нефти

Бассейны с тяжелыми углеводородами распространены в основном на европейской части России: Днепровско-Припятский, Прикаспийский, Волго-Уральский и Тимано-Печорский. Исключением является Енисейско-Анабарский бассейн с тяжелой нефтью, который находится в Восточной Сибири. На территории этих бассейнов находится множество месторождений трудноизвлекаемого сырья. Из них можно выделить наиболее известные, разрабатываемые и изученные месторождения, такие как: Ашальчинское и Мордово-Кармальское (республика Татарстан), Южно-Карское, Зыбза-Глубокий Яр, Северо-Крымское (Краснодарский край), Гремихинское, Мишкинское, Лиственское(Удмуртия), Усинское и Ярегское (республика Коми).

Залежи тяжелой нефти встречаются на всех диапазонах глубин от 300 метров до глубин свыше 1500 метров. При этом доля балансовых запасов высоковязкой нефти, расположенных на глубинах свыше 1500 метров составляет только 5% всех запасов. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000–1500 метров. Очень часто месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой различные этажи нефтеносности имеют не только различные емкостно-фильтрационные свойства, но и отличные друг от друга свойства пластового флюида.

Основные месторождения природных битумов располагаются на внешних бортах мезозой-кайнозойских краевых прогибов, примыкающих к щитам и сводам древних платформ. Месторождения могут быть пластовые, жильные, штокверковые. Пластовые месторождения (до 60 м) охватывают, нередко, многие тысячи квадратных километров (Атабаска, Канада).

В России основные перспективы поиска природных битумов, связаны с породами пермских отложений центральных районов Волго-Уральской битумонефтегазоносной провинции, т.е. как раз на той территории, где запасы обычной нефти выработаны в наибольшей мере по сравнению с другими нефтедобывающими регионами России. Почти 36% запасов битумов России находятся на территории Татарстана, который по этому показателю занимает ведущее место в стране. Большая часть скоплений битумов в пермских отложениях Татарии приурочена к пластам, залегающим на глубине от 50 до 400 м и охватывающим почти весь разрез пермской системы. Битумы тяжелые (плотность 962,6–1081 кг/м³), высоковязкие (до десятков и сотен тысяч мПа·с), высокосмолистые (19,4–48,0%) и сернистые (1,7–8,0%). Битумная часть пермских отложений представляет собой сложнопостроенную толщу карбонатных и терригенных коллекторов, образующих природные резервуары с широким диапазоном коллекторских свойств. Другие регионы сосредоточения природных битумов представлены

территориями Самарской, Оренбургской областей, Северного Сахалина, Северного Кавказа, Республики Коми и некоторыми областями Сибири.

1.4 Геолого-промысловый анализ разработки Ярегского месторождения

В административном расположении Ярегское месторождение на центральном промышленном районе Республики Коми. На месторождении развитая инфраструктура, так как находится на расстоянии 18 км от города Ухты. На месторождении существуют 3 посёлка (Ярега, Первомайский, Нижний Доманик). Посёлки соединены между собой асфальтобетонным покрытием. Есть железная дорога в пределах посёлка Ярега. Ярегское месторождение на карте рисунок 3[4].

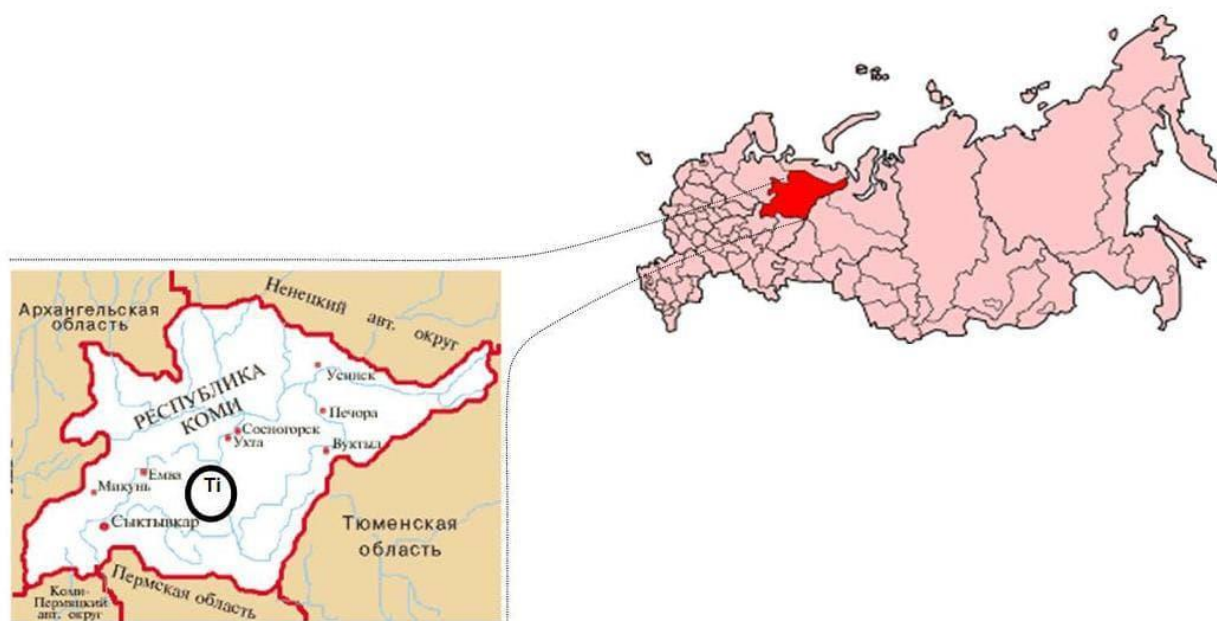


Рисунок 3 – Обзорная карта Ярегского месторождения[4]

Климат континентальный. В среднем за год температура составляет $-13,3^{\circ}\text{C}$. Зимний период длится 192 дня, грунты промерзают на глубину до 2,2 м. Отсутствует вечная мерзлота. Большая часть земли заболочена торфом на глубину от 0,5 до 3 м. Средняя густота леса.

Ярегское нефтяное месторождение приурочено к широкой пологой асимметричной антиклинальной складке в северо-западной части Ухта-

Ижемского вала на северо-восточном склоне Теманской антеклизы. Присводовая часть антиклинали осложнена Ярегским, Южно-Ярегским, Лыаельским и Вежавожским локальными поднятиями. Отложения верхнего и нижнего девона отличаются нефтеносностью. Тип коллекторов трещиновато-поровый, представленные кварцевыми песчаниками мощностью 26 м, с проницаемостью 3,17 Д и пористостью 3,17 Д. Характеристика пласта месторождения представлена в таблице 6.

Таблица 6 – Характеристика пласта Ярегского месторождения

Мощность, м	До 30
Пористость, %	До 24
Проницаемость, Д	3,17
Начальное пластовое давление, МПа	1,4
Температура, °С	6-8
Вязкость при пластовой температуре, МПа · с	11-15
Интервал ВНК, м	55 – 65
Тип нефти	Ароматическо-нафтенная
Плотность нефти, кг/м³	945
Содержание серы в нефти, %	≈ 1
Содержание парафина в нефти, %	≈ 0,5
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	0,42 – 0,98

Ярегское нефтяное месторождение было открыто 1932 году.

Опытная эксплуатация Ярегского месторождения ведется с 1935 года. До 1945 года месторождение разрабатывалось обычным скважинным методом по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 75-100 м, было добыто 38,5 тыс. тонн нефти, добыча нефти не превышала 2%. С конца 1939 года разработка велась шахтным методом (3 шахты). Из рабочей галереи в перекрытом горизонте, расположенном на высоте 20-30 м над кровлей продуктивного пласта, месторождение было пробурено через плотную сетку скважин в 15-25 метров. С 1954 года разработка шахтных полей ведется с использованием наклонно-скважинной системы из рабочей галереи внутри продуктивного пласта. Длина скважин составляет 40-280 м, расстояние между забоями-15-20 м. К 1972 году было добыто 7,4 млн тонн, добыча нефти составляет менее 4%. С 1972 года началась эксплуатация

теплового ствола с закачки теплоносителя в продуктивный пласт через нагнетательные скважины, пробуренные из надпластовой галереи. Нефть добывается из добывающих скважин рабочей галереи продуктивного пласта. На Лыаели внедрили инновационный метод для добычи высоковязкой нефти – парогравитационный дренаж (SAGD). SAGD – Steam Assisted Gravity Drainage, что в переводе на русский язык – встречное горизонтально-направленное бурение с тепловым воздействием на пласт (рисунок 4). На Ярегском месторождении был реализован проект встречного термогравитационного дренирования пласта с длиной ствола до 1 км, что встречается впервые в мировой практике. Технология позволила увеличить нефтеотдачу до 80 %.



Рисунок 4 – Схема принципа действия технологии SAGD

Ярегское нефтититановое месторождение является потенциальной сырьевой базой для обеспечения рынка России продуктами переработки титановой руды и тяжелой нефти. Извлекаемые ресурсы нефти Ярегского месторождения составляют 31 млн тонн. Объем добычи годовой добычи 6 млн.т.

1.5 Современный опыт разработки месторождений с высоковязкой нефтью

Разработка и продвижение новых технологических решений разработки высоковязкой нефти и природных битумов является проблемой

довольно узкой. Технологии добычи развиваются стремительно последние 10 лет, что сигнализирует о том, что ближайшие 30 лет они станут основными способами добычи углеводородного сырья. На сегодняшний день в России добывается примерно 0.5 миллиарда тонн нефти – ориентировочно 10% мировой добычи. Запасы «лёгкой» нефти сильно уменьшаются и увеличиваются запасы высоковязкой нефти и природных битумов. Кроме этого, Россия обладает огромными запасами разных нетрадиционных углеводородов, таких как сланцевая нефть, так называемая «недозревшая нефть» в том числе и матричная нефть, то есть существует множество разновидностей нефти, которая сегодня не разрабатывается. В основном они залегают в так называемых слабопроницаемых коллекторах. Методы разработки месторождений с высоковязкой нефтью представлены на рисунке 5 [5].



Рисунок 5 – Методы разработки месторождений с высоковязкой нефтью [5]

В настоящее время существует три способа добычи природных битумов и высоковязкой нефти: карьерный (открытый), шахтный,

«холодные» методы и скважинный. На рисунке 6 представлена сравнительная эффективность способов добычи высоковязкой нефти.



Рисунок 6 - Сравнительная эффективность способов добычи высоковязкой нефти:

а) извлечение нефти из недр;

б) геоэкологическая безопасность;

в) себестоимость получения нефти;

г) внешние ограничения применимости

(глубина залегания, трещиноватость массива, климатические факторы и др.)

Карьерный способ добычи подходит для песчаных коллекторов с глубиной залегания до 50 м. Данный способ добычи включает в себя три этапа:

I этап – удаление торфяного слоя и породы;

II этап – извлечение углеводородосодержащих песков (породы) из карьера;

III этап – экстракция углеводородов.



Рисунок 7 – Схема разработки битуминозных песков карьерным способом

Преимуществами этого способа добычи являются относительно небольшие капитальные и эксплуатационные расходы на месторождении, высокий коэффициент нефтеотдачи (65-85%). К недостаткам можно отнести необходимость проведения дополнительных работ для экстракции углеводородов после извлечения породы, изъятие больших площадей из оборота, недостаточная геоэкологическая безопасность.

Второй способ добычи – шахтный. Шахтная добыча нефти заключается в переносе добывающего горизонта с поверхности в пласт или близлежащие к нему горизонты. Это позволяет уменьшить противодействие на пласт со стороны столба жидкости в добывающих скважинах практически до нуля и полностью использовать энергию пласта для добычи нефти.

При шахтной добыче различают очистную, дренажную или комбинированную системы разработки. При очистной системе нефтенасыщенная порода разрушается при помощи буровзрывных работ. При дренажной системе нефть извлекается посредством буровых скважин. В

свою очередь дренажная система подразделяется на природошахтную (используется естественная энергия пласта), термошахтную (на пласт воздействуют теплоносителем) разработку.

При наиболее распространённой термошахтной разработке с надпластового горизонта через вертикальные и наклонные нагнетательные скважины закачивают в продуктивный пласт теплоноситель (пар, горячая вода, воздух), а отбор нефти осуществляют из добывающих скважин, пробуренных из расположенной в пласте добывающей галереи. Сбор нефти производится в горных выработках, откуда она насосами подаётся на поверхность.

На Ярегском месторождении применяются следующие системы разработки: двухгоризонтная, одногоризонтная система с оконтуривающими выработками, одногоризонтная система и подземно-поверхностная. Все применяемые на месторождении варианты разработки отличаются лишь расположением нагнетательных скважин и способом подачи пара в пласт, отбор нефти во всех вариантах осуществляется через систему пологовосходящих скважин

С использованием гидродинамического симулятора «STARS» были смоделированы следующие термошахтные технологии разработки месторождений: одногоризонтная, двухгоризонтная, одногоризонтная с оконтуривающим штреком и подземно-поверхностная система. Расположение скважин данных технологий представлены на рисунке 8.

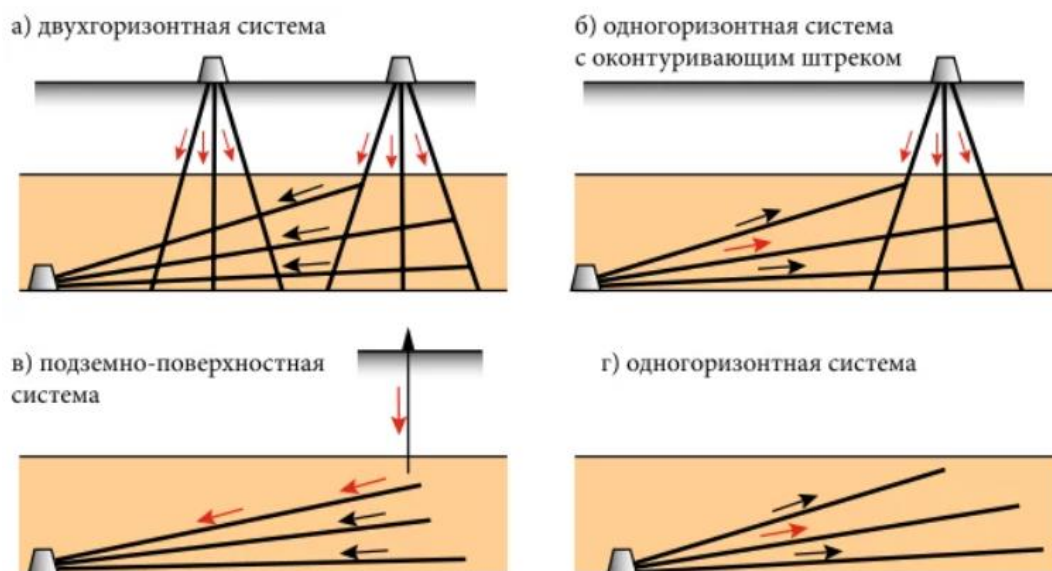


Рисунок 8 – Схема подачи пара в пласт при различных термошахтных технологиях

Конечная нефтеотдача повышается до 50-60% против 4%, достигнутых при природношахтной разработке, и 2% — при разработке скважинами с поверхности Земли, которые работают в естественном режиме.

«Холодные» способы добычи.

К современным «холодным» методам добычи высоковязкой нефти, в первую очередь, может быть отнесён метод «CHOPS» (рисунок 9), в котором добыча нефти происходит совместно с песком. Он отличается от карьерного тем, что в пласте происходит разрушение слабосцементированного коллектора, тем самым создаются условия для течения смеси нефти с песком. Данный метод используется в Канаде на месторождении Ллойдминстер. Применения метода «CHOPS» не требует больших вложений на обустройство и эксплуатацию, однако коэффициент извлечения обычно не превышает 10 %.

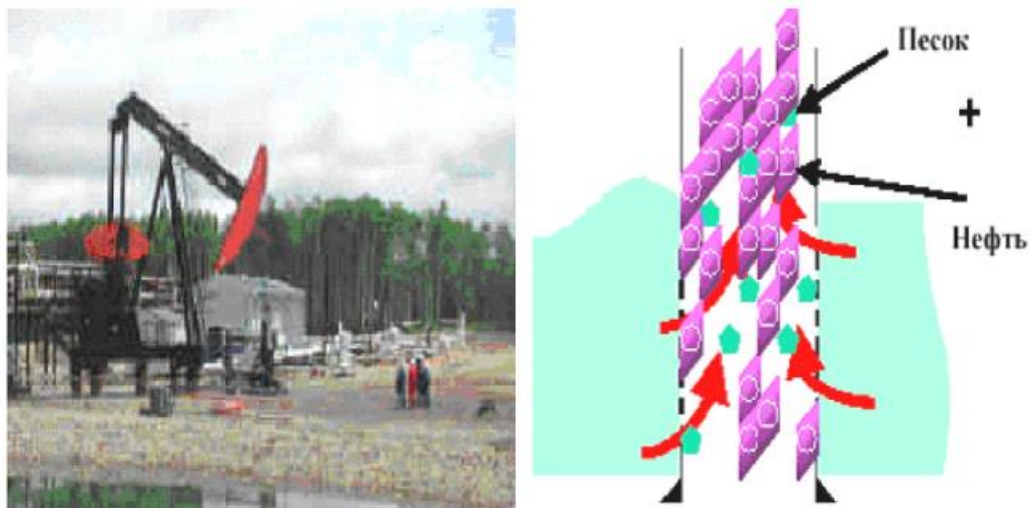


Рисунок 9– Метод добычи «CHOPS»

При холодной добыче применяется специальное насосное оборудование. К такому оборудованию относятся плунжерные и винтовые насосы, которые способны осуществить механизированную добычу нефти и песка.

Еще одним из методов холодной добычи является «VAPEX». Суть метода состоит в закачке растворителя в пласт в режиме гравитационного дренажа. Данный способ подразумевает использование паров горизонтальных скважин. За счёт закачки растворителя в верхнюю из них, создаётся камера-растворитель. Нефть разжижается за счёт диффузии в неё растворителя и стекает по границам камеры к добывающей скважины под действием гравитационных сил. Коэффициент нефтеотдачи этим методом доходит до 60%, но темп добычи очень низок.

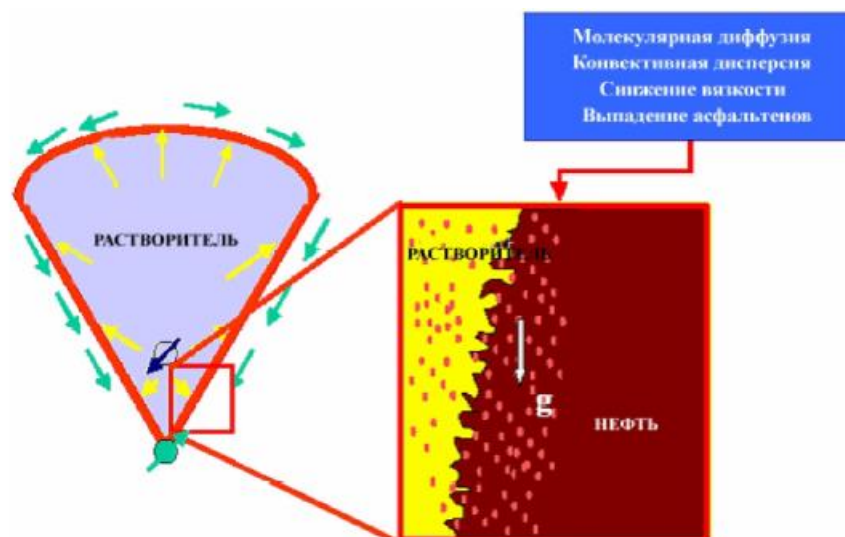


Рисунок 10 – Метод добычи «VAPEX»

Третий способ добычи высоковязкой нефти – скважинный. Существуют термические, газовые, физико-химические и комбинированные способы извлечения тяжёлой нефти.

Один из наиболее распространенных методов термического воздействия – закачка горячей воды, так как он требует меньше всего денежных затрат.

Данный метод был применён на Усинском месторождении на опытном участке ПТВ-1.

Показатели разработки этого участка сравнивались с показателями разработки соседнего эталонного или контрольного участка, который разрабатывался на естественном (упруговодонапорном) режиме.

На рисунке 11 приведено сопоставление динамики нефтеотдачи по двум сравниваемым участкам.

Из рисунка видно, что за один и тот же период времени по опытному участку ПТВ-1, где закачивалась в пласт горячая вода с температурой 200-250°C.

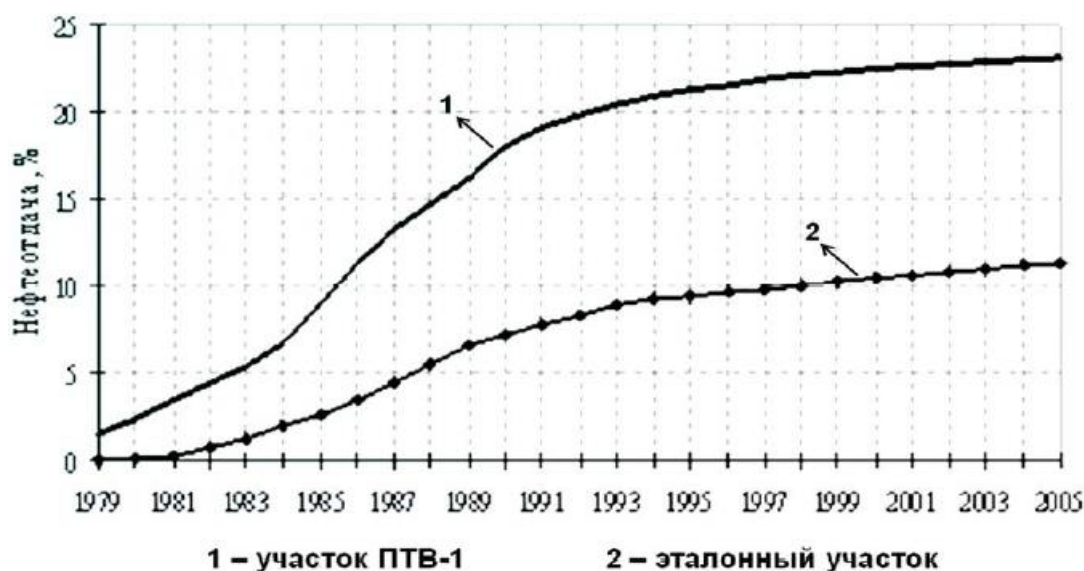


Рисунок 11 – Сравнение нефтеотдачи пласта на участке ПТВ – 1 и эталонном[10]

Применение тепловых методов для разработки залежей высоковязких нефтей обычно приводит к значительному росту нефтеотдачи по сравнению с традиционными методами разработки.

Следующий метод – закачка газа. Используют обычно в качестве вытесняющего агента двуокись углерода CO_2 . Источники CO_2 – природные месторождения (например, Астраханское), содержащие часто смесь углекислого газа с углеводородами и в ряде случаев с сероводородом, отходы химических производств, дымовые газы металлургических заводов.

При растворении нефти и полном смешивании CO_2 вязкость нефти при начальном значении 1000 – 9000 мПа · с снижается до 15-160 мПа · с, таким образом вязкость нефти при растворённом в ней CO_2 снижается не меньше, чем при термическом воздействии.

Впервые закачку CO_2 в нашей стране произвели на Туймазинском месторождении в 1967 г. Опытный участок включал в себя одну нагнетательную и две добывающие скважины. По оценочным данным ООО «РН – БашНИПИнефть» за счёт закачки карбонизированной воды дополнительно было извлечено 27,3 тыс. т нефти, дополнительно добыто 5,8 т нефти на тонну CO_2 . [10]

2. АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

2.1 Тепловые методы воздействия на пласт

Тепловые методы подразделяются на две группы по масштабам воздействия на пласт:

- обработка призабойных зон скважин паром, горячей водой, паром с различными химическими добавками;
- площадное воздействие на пласт паром, горячей водой, внутрипластовым горением и с применением комбинированных технологий.

По виду применяемого агента и механизму воздействия на пласт тепловые методы делятся на три группы:

- технологии, основанные на нагнетании в пласт теплоносителей (пара, горячей воды и другое);
- технологии, основанные на нагнетании в пласт окислителей (воздуха, кислорода);
- комбинированные методы, основанные на закачке в пласт двух и более агентов (термополимерный, термощелочной, парогазовый и др.).

Самые распространённые технологии в мировой практике: пароциклическая обработка скважин (ПЦО) и площадная закачка.[10]

Пароциклическая обработки скважин на примере Усинского месторождения

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки добывающих скважин, осуществляют периодическим прямым нагнетанием пара в нефтяной пласт через добывающие скважины, некоторой выдержкой их в закрытом состоянии и последующей эксплуатацией тех же скважин для отбора из пласта нефти с пониженной вязкостью и сконденсированного пара. Цель этой технологии заключается в том, чтобы прогреть пласт и нефть в призабойных зонах

добывающих скважин, снизить вязкость нефти, повысить давление, облегчить условия фильтрации и увеличить приток нефти к скважинам.

На рисунке 12 представлена схема пароциклической обработки добывающей скважины. Технология ПЦО состоит из трёх этапов: нагнетание пара, выдержка скважины на пропитку и добыча нефти.

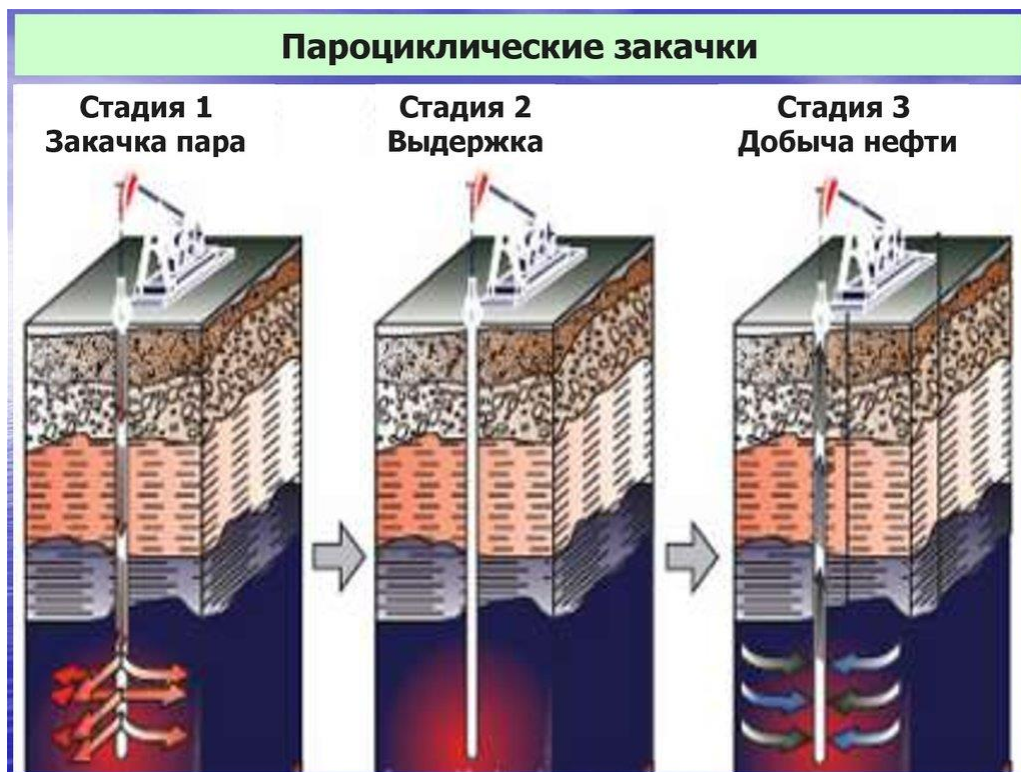


Рисунок 12 – Схема пароциклической обработки скважины

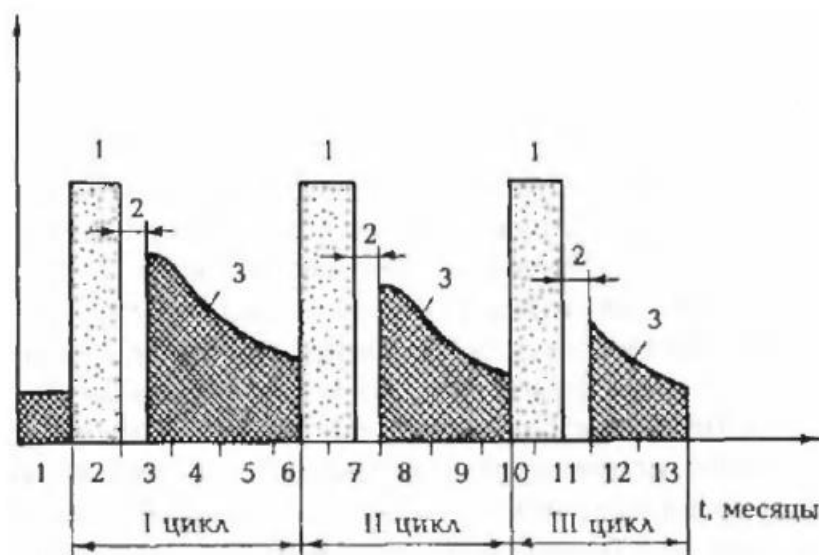


Рисунок 13– Схема трёх последовательных циклов паротепловой обработки добывающей скважины[10]

1 – нагнетание пара; 2 – паропропитка; 3 – добыча нефти

Продолжительность цикла закачки пара обычно составляет 10-20 суток и зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару. Считается, что на 1 п. м. нефтенасыщенного пласта необходимо закачать 100 т пара. Таким образом, при толщине пласта 20 м и приёмистости скважины 200 т в сутки продолжительность цикла закачки пара составит 10 суток.

После закачки расчётного количества пара скважина закрывается на пропитку на 5-10 суток до полной конденсации пара в стволе скважины. Затем, в случае использования для закачки пара высоких параметров специального внутрискважинного оборудования, последнее извлекается из скважины. После этого в скважину спускается глубинно-насосное оборудование и она вводится в эксплуатацию.

Исходные данные для моделирования пароциклической обработки Усинского месторождения

Процесс создания трехмерной цифровой гидродинамической модели состоит из ряда последовательных этапов с характерными методами, процедурами и промежуточными результатами.

Трехмерное геологическое моделирование залежей нефти Усинского месторождения проводилось в программном комплексе IRAP RMS (компания ROXAR). Исходными данными для моделирования петрофизических параметров являлись результаты попластовой интерпретации данных геоинформационных систем (ГИС) – кривые пористости, проницаемости и нефтенасыщенности. Определение значений коэффициентов пористости, проницаемости и нефтенасыщенности проведено только в коллекторах. Моделирование в непроницаемой части разреза не осуществлялось.

С целью сохранения геологической неоднородности верхнепермских отложений Усинского месторождения процедура перехода от подробной

геологической модели к укрупненной гидродинамической (ремасштабирование) не проводилась.

Для гидродинамической модели объекта P2u-IV выбрана изотермическая модель двухфазной трехкомпонентной фильтрации «мертвой» нефти. На обоснование выбора оказали влияние следующие факторы: отсутствие свободного газа, отсутствие закачки газа, условие, что разработка за весь период адаптации велась при пластовом давлении выше давления насыщения.

Исходными данными служили[11]:

- траектории скважин, координаты забоев и пластопересечений в соответствии с геологической моделью месторождения;
- динамика дебитов нефти, воды и жидкости из базы данных в соответствии с месячной и годовой отчетностью с начала разработки по состоянию на 01.01.2019 г.;
- динамика интервалов перфораций и изоляций скважин, а также геолого-технологические мероприятия по скважинам;
- результаты промыслово-геофизических исследований добывающих скважин;
- динамика пластовых и забойных давлений по скважинам, полученных по результатам гидродинамических исследований скважин.

Внешний вид и разрез гидродинамической модели пласта P2u-IV на примере куба нефтенасыщенности представлен на рисунке 12.

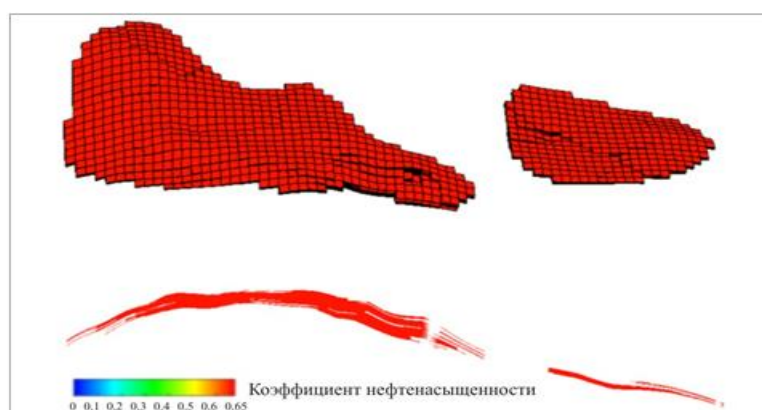


Рисунок 14 - Внешний вид и разрез гидродинамической модели

пласта P2u-IV на примере куба нефтенасыщенности[11]

Для гидродинамической модели объекта P2u-IV зависимость вязкости от температуры, тепловые свойства пласта, нефти, воды использовались по аналогии с таковыми пермокарбонной залежи Усинского месторождения. Зависимость вязкости от температуры представлена на рисунок 13

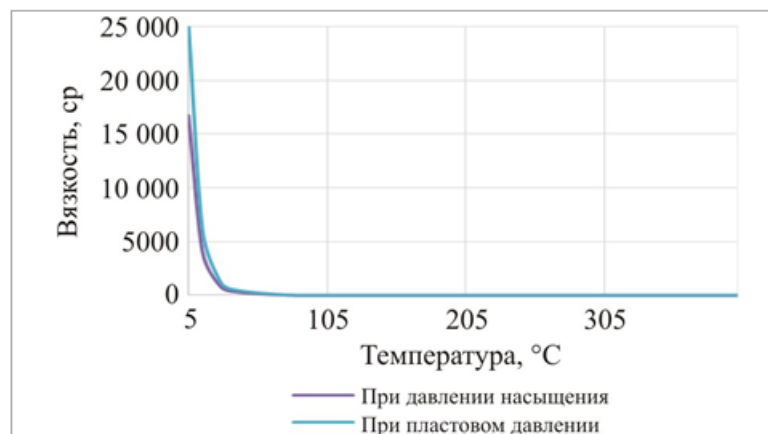


Рисунок 15 - Зависимость вязкости нефти от температуры[11]

Исходные данные для моделирования ПЦО скважин в программном модуле CMG STARS приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные для Усинского месторождения[11]

Параметр	Показатель
Свойства пласта	
Голщина, м	12 (9–14)
Горизонтальная проницаемость, мкм ²	0,760
Пористость, %	25,6
Объемная упругость, 1/кПа	$5,8 \cdot 10^{-9}$
Теплопроводность, Дж/(м·сут·°C)	$2,16 \cdot 10^{-2}$
Теплоемкость, Дж/(м ³ ·°C)	$3,35 \cdot 10^6$
Свойства вмещающих пород	
Теплопроводность, Дж/(м·сут·°C)	$2,16 \cdot 10^{-2}$
Теплоемкость, Дж/(м ³ ·°C)	$3,35 \cdot 10^6$
Свойства нефти	
Тип модели	«Мертвая» нефть
Молекулярная масса, кг/гмоль	0,455
Плотность в условиях пласта, кг/м ³	913,0
Вязкость в условиях пласта, мПа·с	242,3
Давление насыщения, МПа	3,6
Газосодержание, м ³ /т	12
Объемный коэффициент	1,031
Объемная упругость, 1/кПа	$5,8 \cdot 10^{-9}$

Продолжение таблицы 7

Термическое расширение, $1/^\circ\text{C}$	$6,84 \cdot 10^{-4}$
Теплопроводность, $\text{Дж}/(\text{м} \cdot \text{сут} \cdot ^\circ\text{C})$	$1,495 \cdot 10^7$
Теплоемкость, $\text{Дж}/(\text{м}^3 \cdot ^\circ\text{C})$	1,15
Пластовые условия	
Давление, МПа	11,6
Температура, $^\circ\text{C}$	20
Нефтенасыщенность	0,61

Моделирование процесса ПЦО

Для моделирования ПЦО использован программный модуль CMG STARS, который позволяет моделировать композиционные, тепловые, геомеханические (трещинообразование, уплотнение, обрушение породы) процессы в присутствии дисперсных компонентов (полимеров, гелей, частиц породы, эмульсий, пен) или без них, а также процесса внутрипластового горения.

Разработка верхнепермской залежи высоковязкой нефти планируется с применением термических методов увеличения нефтеотдачи – ПЦО. Моделирование ПЦО проводилось на 9 скважинах, из них 4 – действующие добывающие (обработки с 2022 г.), вывод из консервации одной скважины в 2022 г., переводы с нижележащего объекта по одной скважине с 2022–2024 гг., одна проектная добывающая – в 2024 г., согласно действующему проектному документу[12].

Пароциклическая обработка проходит в три основных стадии:

- период закачки пара;
- период выдержки;
- период добычи.

Подбор количества циклов осуществлялся расчетным путем на основе оптимальной работы скважины. Для определения оптимального количества проведены расчеты с 7, 5 и 3 циклами. Также выполнен прогнозный расчет работы скважины без пароциклических обработок. По результатам расчета выявлена наибольшая накопленная добыча нефти при проведении 5 циклов ПЦО (рисунок 17)[11].

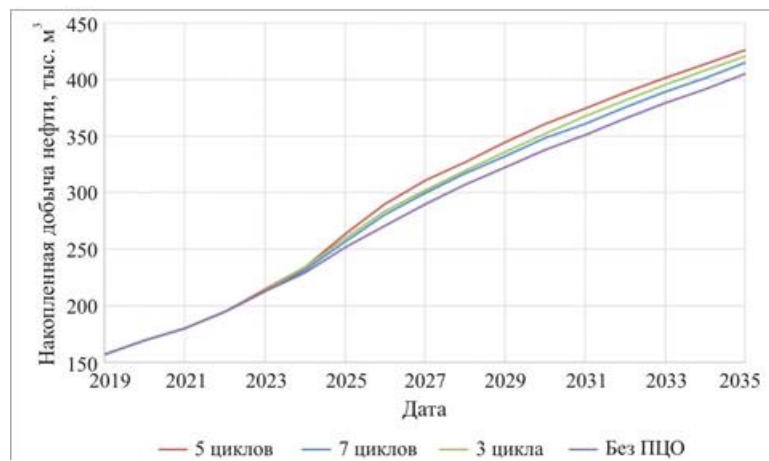


Рисунок 17 - Накопленная добыча нефти при расчетах с 3, 5, 7 циклами и без пароциклической обработки[11]

Дебит работы скважины принят за минимальный рентабельной дебит, при достижении которого предполагается проведение цикла закачки (рисунок 18)[11].

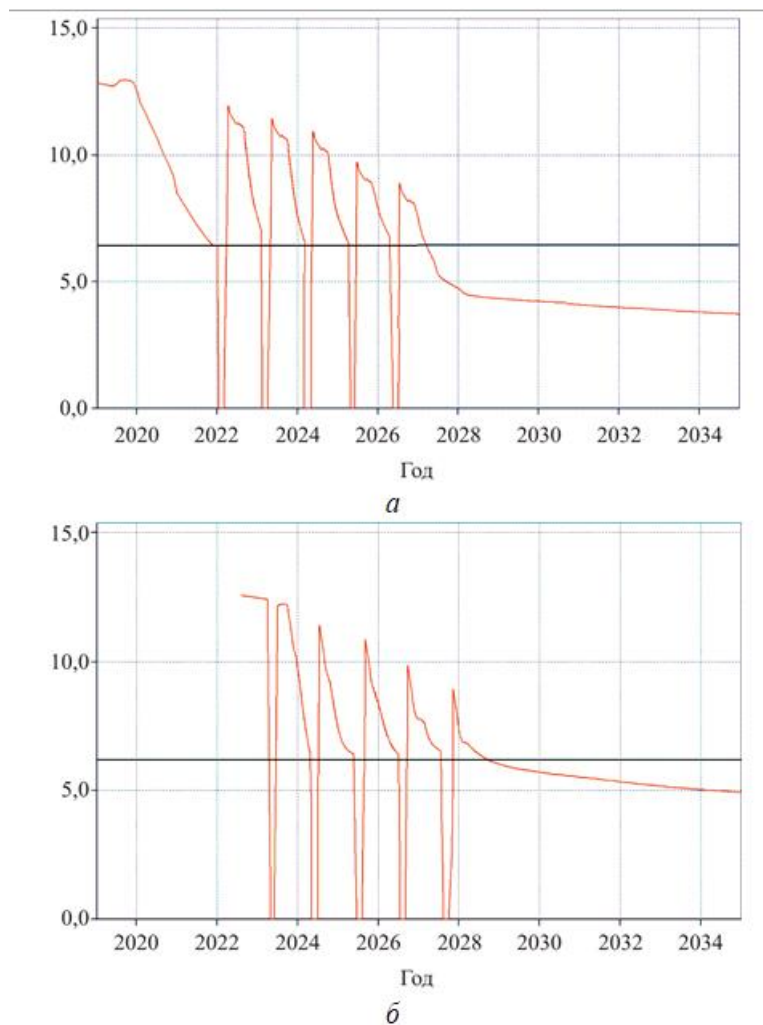


Рисунок 18 - График отборов нефти при 5 циклах: действующая скв.

№ 1000 (а) и проектная скв. № 43 (б)[11]

На рисунке 19 представлены стадии ПЦО, а также степень изменения вязкости нефти в зависимости от увеличения пластовой температуры в районе скважины № 1000.

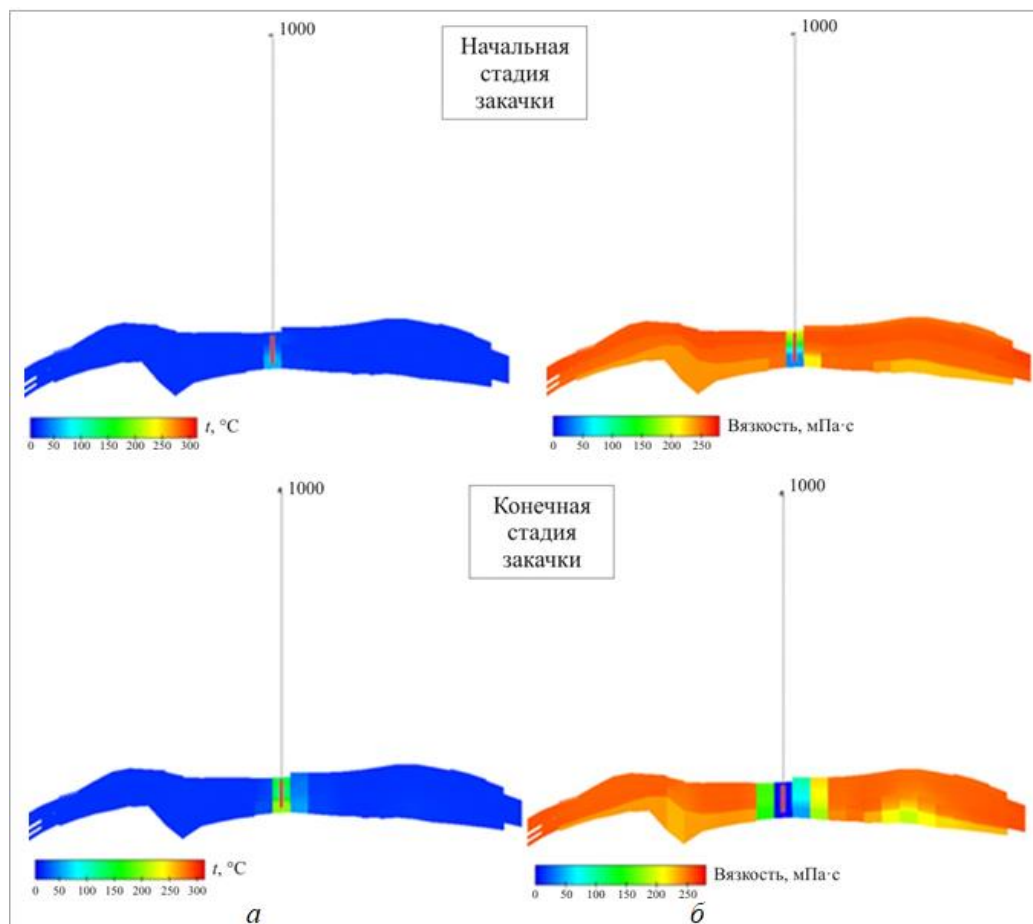


Рисунок 19 - Разрез из гидродинамической модели по скважине № 1000 на примере кубов температуры (а) и вязкости (б) нефти[11]

При оценке эффективности ПЦО скважин при помощи гидродинамического моделирования получены зависимости от ряда геолого-физических параметров, таких как степень сухости пара, толщина пласта, темп закачки пара, продолжительность пропитки [13–18]

Влияние степени сухости пара

Рассматривались четыре значения степени сухости пара (50, 70, 90 % и 0 % – горячая вода) при одинаковом темпе закачки пара. Результаты расчета показаны на рисунке 20[11].

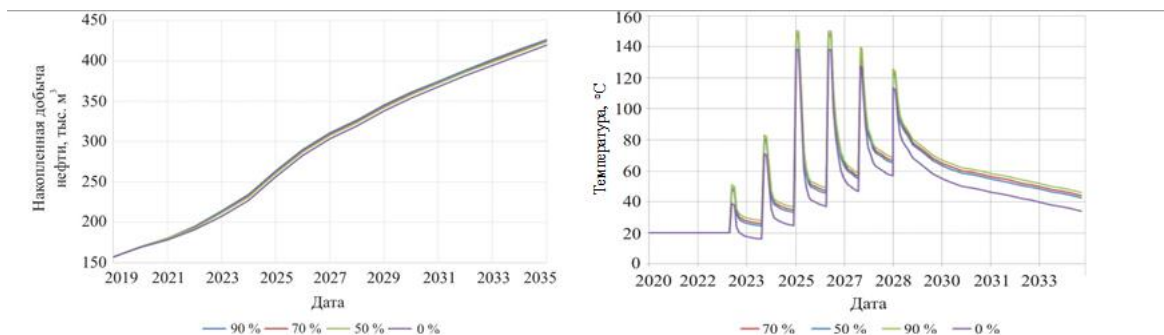


Рисунок 20 – График зависимости влияния степени сухости пара на накопленную добычу [11]

Из полученных данных следует, что при увеличении сухости пара добыча нефти возрастает. Это обусловлено тем, что при увеличении степени сухости пара при постоянном темпе его закачки общее количество закачанного в пласт тепла становится больше, что приводит к увеличению объема прогретой зоны пласта и количества нагретой нефти.

Средняя температура пласта повышается в процессе стадии закачки и затем снижается по аналогичному тренду на стадии пропитки и добычи для всех рассматриваемых значений степени сухости пара. Различие температуры обусловлено постепенным вводом скважин в эксплуатацию и проведением на них ПЦО.

Водяной пар благодаря скрытой теплоте парообразования обладает значительно большим теплосодержанием, чем горячая вода [19-22].

Влияние толщины пласта

Рассматривались три варианта толщины пласта (9, 12 и 14 м) при сохранении неизменными остальных параметров. Результаты расчета представлены на рисунке 21[11].

По мере увеличения толщины пласта накопленная добыча нефти и воды снижается, поскольку уменьшается отношение прогретого объема пласта к его общему объему.

Забойная температура снижается быстрее для пластов с меньшей толщиной. Это обусловлено тем, что чем меньше пласт, тем больше величина теплопотерь в вышележащие вмещающие породы и значительней

температурный градиент [23, 24].

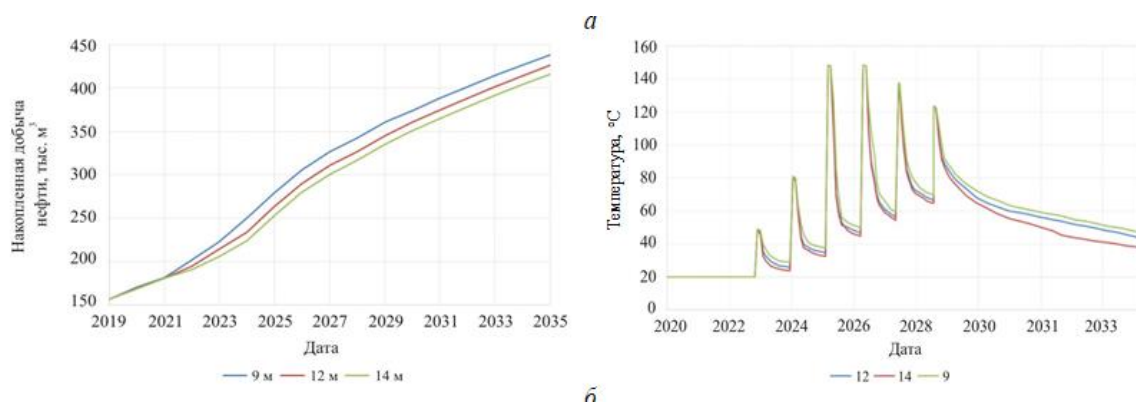


Рисунок 21 – График зависимости толщины пласта на накопленную добычу [11]

Влияние темпа закачки

Было рассмотрено три варианта удельного темпа закачки пара – 30, 50 и 75 м³/сут. Из представленных на рисунке 22, в, данных следует, что с увеличением темпа закачки пара добыча нефти значительно возрастает, поскольку больше тепла и пароконденсата закачивается в пласт, что также приводит к увеличению объема прогретой зоны пласта [25–30].

С увеличением темпа закачки пара снижение температуры за цикл оказывается меньше. Такая динамика отражает тот факт, что более высокий темп закачки пара способствует нагнетанию в пласт большего количества термической энергии, которая затем медленно рассеивается по пласту и во вмещающие породы [21, 22].

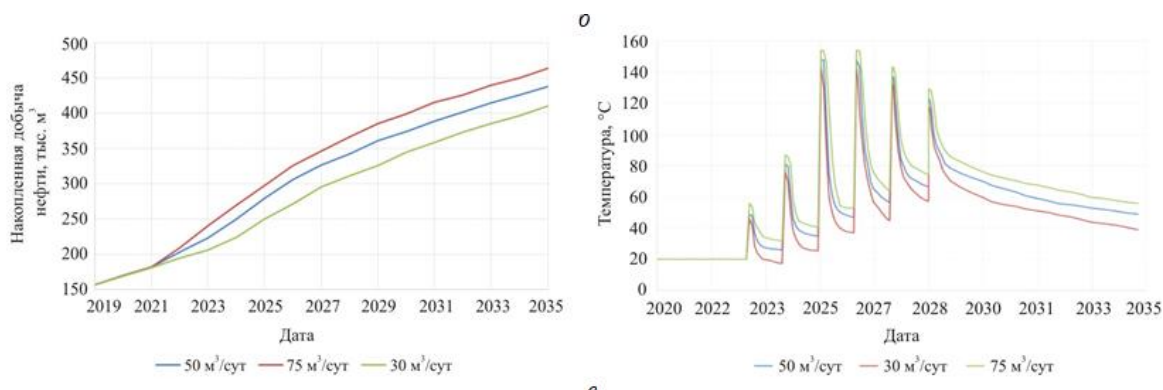


Рисунок 22 – График зависимости темпа закачки на накопленную добычу [11]

Влияние давления нагнетания пара

Оценивались три варианта давления нагнетания (13, 16,5 и 20 МПа). Результаты расчетов представлены на рисунке 23.[11]

Как видно из полученных данных, с увеличением давления нагнетания возрастала и температура закачиваемого пара при постоянном темпе закачки и степени сухости. Было отмечено некоторое увеличение накопленной добычи нефти и воды при росте давления нагнетания пара. Однако обнаруженный эффект оказался незначительным по причине стабильности остальных влияющих факторов. По мере роста забойного давления снижалась скрытая теплота парообразования, что привело к уменьшению общего количества тепла, закачанного в пласт, также возросли теплопотери во вмещающие породы, которые зависят в большей степени от температуры, чем от количества закачанного тепла; более высокая температура пласта способствовала большему вступительному дебиту скважины по нефти, из-за этого больше тепла терялось с добываемой жидкостью на начальном этапе стадии добычи.

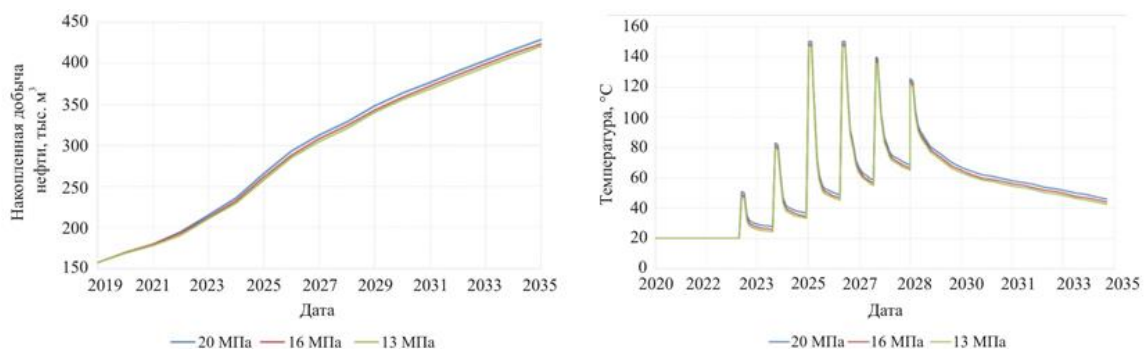


Рисунок 23 – График зависимости давления нагнетания на накопленную добычу[11]

Влияние продолжительности пропитки.

Проанализированы три значения продолжительности интервала пропитки – 20, 30 и 40 сут. Полученные результаты представлены на рисунке 24.

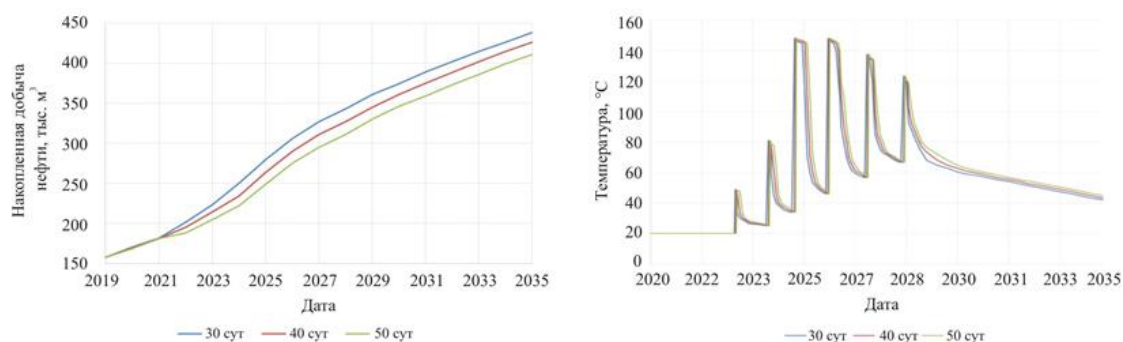


Рисунок 24 – График зависимости влияние продолжительности пропитки на накопленную добычу[11]

При обобщении полученных данных сделаны следующие выводы:

- увеличение степени сухости пара приводит к росту добычи нефти, поскольку с этим связано увеличение количества теплоты, приходящейся на единицу объема пласта, так как большая доля термической энергии закачивается в виде скрытой теплоты парообразования. Каждая единица объема закачанного пара содержит больше теплоты по причине наличия тепла в скрытой форме, и поэтому наблюдается более высокий дебит нефти. В связи с этим для увеличения добычи нефти рекомендуется использовать пар с большей степенью сухости;

- для большей толщины пласта плотность термической энергии снижается. Это связано с тем, что больший объем пласта контактирует с паром. Таким образом, чрезмерно большая толщина пласта может привести к низким приростам дебита нефти, так как плотность теплоты в таком пласте оказывается чрезвычайно высокой, что ведет к большим теплотерям во вмещающих породах;

- высокий темп закачки пара способствует доставке в пласт большего количества тепла и увеличивает добычу нефти. Но слишком высокий темп закачки пара может привести к перегреву пласта, что в свою очередь может стать причиной больших теплотерь и снизит термическую эффективность процесса. Оптимальный темп закачки пара способствует меньшим теплотерям и максимальному объему паровой камеры;

– увеличение забойного давления оказывает незначительный эффект на добычу нефти, поскольку снижается скрытая теплота парообразования. При этом общее количество теплоты, вносимое паром в пласт, увеличивается также незначительно;

– положительное влияние на эффективность ПЦО горизонтальной скважины оказывают сокращение продолжительности периода пропитки, поскольку это способствует повышению термической эффективности процесса многократной ПЦО за счет лучшего использования закачанного тепла.

Необходимо отметить, что наиболее эффективным является индивидуальный подход к выбору оптимальных параметров ПЦО для каждой отдельной скважины с учетом ее строения, особенностей.

3. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ ЕЁ ДОБЫЧИ

3.1. Краткая геологическая характеристика Курмышевского месторождения

Мелкие месторождения Республики Татарстан можно охарактеризовать рядом общих особенностей, таких как: многопластовость, многозалежность и малые размеры залежей, низкая продуктивность, ухудшенные физико-химические характеристики нефти (высокие вязкость, сернистость, парафинистость и смолистость; наличие в нефтяном газе азота, углекислого газа и другое). Они являются важными для нефтедобычи, так как составляют 96 % от общего количества всех месторождений.

При эксплуатации мелких месторождений ВВН возникают такие осложнения, как: образование высоковязких эмульсий и асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), коррозия скважинного оборудования, влияние механических примесей на работу насоса. Совокупное воздействие всех вышеперечисленных факторов приводит к значительному снижению дебита и ухудшению значений показателей разработки.

Курмышское месторождение относится к категории мелких с высоковязкой и высокосернистой нефтью, с низким газосодержанием. Характеристика нефти данного месторождения представлена в таблице 8. Месторождение введено в разработку с вязкостью нефти 170 - 450 мПа·с. Накопленная добыча нефти составляет более 230 тыс. т, или 18 % от начальных извлекаемых запасов (НИЗ). В процессе разработки месторождения вязкость нефти повысилась от 210 до 1000 мПа·с и более, что на первых этапах сказалось на существенном снижении дебитов скважин. Средний дебит скважин по нефти составляет 1,1 т/сут, по жидкости — 1,7 м³/сут.

Таблица 8 – Параметры и состав нефти Курмышского месторождения[10]

Показатель	Пласт			
	Каширский	Верейский	Башкирски й	Бобриковски й
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	882,0	930,7	930,0	928,4
Вязкость нефти, мПа·с	98,8	220,7	209,9	522,9
Газосодержание, м ³ /т	4,50	3,09	3,30	4,90
Содержание серы, % мас.	3,5...4,4	3,2...4,5	3,8...4,4	3,9...4,9
Содержание смол силика-гелевых, % масс.	-	14,85...16,08	17,05...21,42	22,60...22,80
Содержание асфальтенов, % мас.	4,80...10,00	6,60...10,00	5,49...11,00	6,60...8,10
Содержание парафинов, % мас.	2,5...3,0	1,11...2,8	1,69...3,00	1,32...2,92

Основной задачей освоения мелких месторождений является увеличения ресурса нефтепромыслового оборудования в осложненных условиях за счёт применения технологических решений, которые позволяют уменьшить эксплуатационные и энергетические затраты на извлечение высоковязкого флюида.

Система поддержание пластового давления (ППД) на Курмышском месторождении осуществляется на верейском, башкирском и бобриковском пластах путем закачки сточной воды в нагнетательные скважины. Для обеспечения необходимого забойного давления на устье нагнетательной скважины поддерживается давление 5,8 - 10,4 МПа для терригенных пластов бобриковского горизонта и 8,7 – 9,1 МПа для карбонатных отложений.

С целью увеличения точности закачки и уменьшения рисков прорывов, в системе подводящих и разводящих водоводов выполнена замена труб диаметром 89 мм на низконапорные метало - пластмассовые трубы диаметром 114 мм, при этом закачка по скважинам производится с помощью ЭЦН, установленных в скважинах. Сокращение энергетических затрат на эксплуатацию осложненного фонда скважин Курмышского месторождения достигнуто за счет внедрения частотных преобразователей (ЧП) на скважинах со станками-качалками и на всех электродвигателях ДНС и цепного привода скважинного штангового насоса. Тихоходный режим

откачки в широком диапазоне изменения скорости (от 1,5 до 7,5 м/мин) обеспечивает возможность эксплуатации малодебитного фонда скважин (МДС) и скважин с ВВН в оптимальном режиме.

За 3 года использования ЧП для управления работой насосных агрегатов сократилось количество ремонтов насосного оборудования в 2 раза (рисунок 25)[10]. За счёт обеспечения электродвигателя привода повышается коэффициент использования мощности (в среднем на 50 %).

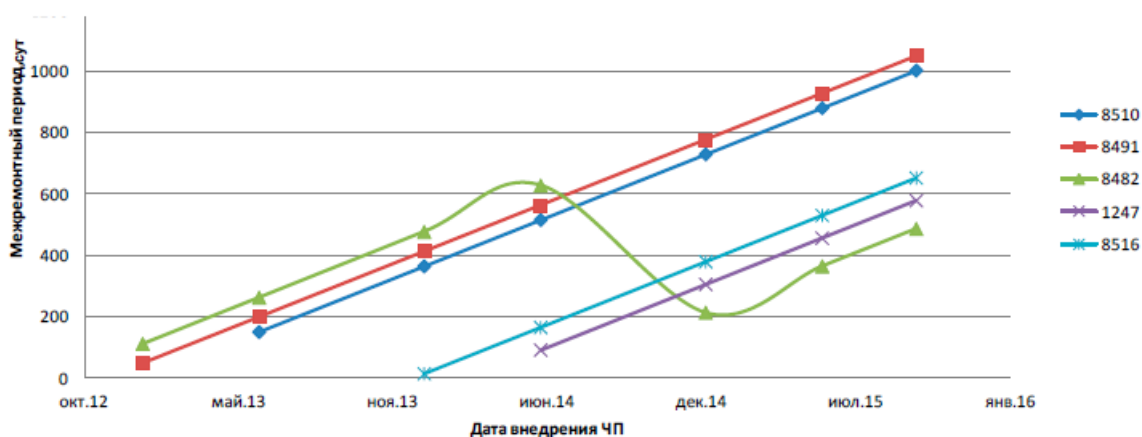


Рисунок 25 – Динамика межремонтного периода по скважинам с установленным ЧП [10]

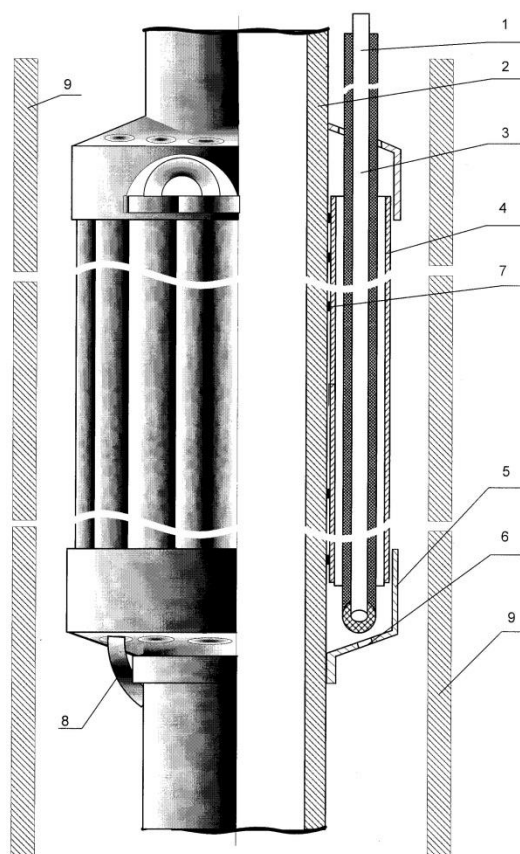
3.2 Эффективность разработки и эксплуатации мелких месторождений с высоковязкой нефтью

Для решения задачи снижения вязкости углеводорода и АСПО использовались забойный скважинный нагреватель «Терм 1» и греющий кабель (рисунок 26)(патент RU 2 249 096). Результаты применения греющего кабеля на одной из самых проблемных скважин показали, что вязкость нефти до внедрения составляла 5000 мПа·с, температура пластовой нефти 22°C, что не позволяло вести добычу из данной скважины даже винтовыми насосами. Использование греющего кабеля позволило снизить вязкость нефти до 357 мПа·с при температуре пластовой нефти 38 °С.

Опыт эффективного освоения Курмышского месторождения передовыми технологиями и способами позволил обоснованно

рекомендовать технологические решения добычи ВВН на схожих по условиям разработки месторождениях. Комплекс включает (рисунок 27)[10]:

1. рекомендации по выбору методики расчета технологических и экономических показателей работы штанговой глубинно-насосной установки (ШГНУ) и программы подбора глубинно-насосного (ГНО) и наземного оборудования;
2. рекомендации по подбору нефтепромыслового оборудования для системы ППД с учетом сложности геологического строения многопластовых месторождений и слаборазвитой инфраструктуры;
3. рекомендации по борьбе с осложнениями при эксплуатации нефтепромыслового оборудования.



Фиг.1

Рисунок 26 – Схема скважинного нагревателя[10]

1 - токоподвод;

- 2 - трубчатый корпус;
- 3 - кабель с малым электрическим сопротивлением;
- 4 - ферромагнитная трубка;
- 5 - защитный кожух;
- 6 - отверстия в защитном кожухе;
- 7 - прерывистый сварочный шов;
- 8 - заземление к трубчатому корпусу;
- 9 - эксплуатационная колонна скважины;
- 10 - секции ферромагнитной трубки.

Предложена специальная методика, которая подходит для мелких месторождений. Она позволяет рассчитать данные по коэффициенту продуктивности, осуществить подбор оптимальной компоновки насосной установки, определить давление на входе насоса и коэффициент сепарации газа; определить напор штангового глубинного насоса (ШГН), оценить показатели надёжности скважинного оборудования и коэффициент эксплуатации скважин.

Методика учитывает наиболее значащие и усложняющие эксплуатацию скважин факторы: большую кривизну ствола скважины, высокую вязкость откачиваемой жидкости, образование отложений неорганических солей и парафина, влияние попутного газа на работу ШГН.

С целью контроля и управления нефтегазопромысловым оборудованием на Курмышском месторождении разработано и внедрено в производство техническое устройство (патент № 112936 РФ), благодаря которому достигается высокая оперативность получения об отказах оборудования и своевременного принятия решений.

Подбор нефтепромыслового оборудования для добычи высоковязкой нефти

Глубинно-насосные установки		Технические средства борьбы с осложнениями		Подбор оборудования для системы ППД	
Высоковязкая нефть, от 30 до 1000мПа ^с	Сверхвязкая нефть, более 1000мПа ^с	Вид осложнения	Рекомендуемые методы борьбы с осложнениями	Технология внутрискважинного перекуса воды из водовосного горизонта в нефтеносный пласт	Технология наземной закачки через насосы ЭЦН с верхним приводом
Скважинные штанговые насосные установки (СШНУ)	Установки с винтовыми насосами и электроприводом (УЭВН)	Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО)	<ol style="list-style-type: none"> 1) Обработки ингибиторами АСПО, индивидуально подобранными для нефтей конкретного месторождения. 2) Применение забойных нагревателей в виде тэна «Терм 1». 3) Для высоковязкой нефти более 200мПа^с целесообразно применение греющего кабеля, позволяющего повысить температуру нефтегазовой смеси в насосно-компрессорных трубах. 	Преимущества	
Оборудование				Экономия энергетических ресурсов за счет:	
Наземное	Подземное	Ухудшение условий движения жидкости к забоям скважины за счет появления свободного газа в пласте	Для улучшения условий притока нефти к скважине рекомендуется способ вакуумирования скважины с помощью установки УВС-1. Целесообразно применение УВС на месторождениях с малой энергией пласта, где давление на приеме насоса меньше давления насыщения	1) отказа от подготовки воды на дожимных насосных станциях (ДНС);	1) отказа от водоводов высокого давления;
Станок-качалка (СКДР 6-3, 8-3 ПНШ 60-2,1-25; 80), привод, станция управления, устьевая арматура.	Колонна НКТ, колонна штанг, глубинный насос, вспомогательное оборудование			2) отказа от разветвленной сети напорных разводящих водоводов от ДНС до нагнетательных скважин;	2) отказа от системы подогрева воды при подготовке на ДНС-1;
Рекомендации				3) отказа от водозаборной скважины;	3) отказа от системы шурфов и КНС;
Установка на станки-качалки частотных преобразователей достигается сокращение энергетических затрат на подъем продукции, повышается коэффициент использования мощности (в среднем на 50 %).	Рекомендуемая марка стали колонны штанг - 20Н2М и 15Н3М, нормализованные с последующим поверхностным упрочнением нагревом токами высокой частоты.			4) закачки агента с необходимым давлением нагнетания;	4) возможности контроля температуры закачиваемого агента;
Конструктивные особенности насосов				5) закачки агента той же температуры, что и температура пласта.	5) отказа от утепленных водоводов, т.к. подогрев ведется на кусту, непосредственно возле скважины ППД;
СШНУ	УЭВН			6) возможности подогрева закачиваемой жидкости	
Клапанные пары из сплава карбид-вольфрама; устройство исключает эффект подвисания клапана;	Зазор между ротором и статором позволяет подобрать насос под определенную вязкость нефти	Образование водонефтяных эмульсий	<ol style="list-style-type: none"> 1) применение тихоходных режимов откачки; 2) применение насосов с увеличенным всасывающим клапаном; 3) применение утяжеленных клапанов; 4) понижение вязкости продукции путем применения демульгаторов, вводимых через забойные или устьевые дозаторы. 		
- залипание клапанов;					
- срыв подачи;					
- утечки.					
Оптимизация работы глубинно-насосного оборудования					
Определение типа и диаметра скважинного насоса, конструкции колонны подъемных труб. Расчет следующих параметров: глубина спуска насоса, режим откачки, т.е. длина хода и число качаний, конструкция штанговой колонны (для расчетов оптимальна методика «РосНИПИТермнефть»)		Коррозия	1) подача в скважину ингибиторов коррозии глубинными или устьевыми дозаторами; Технологии подачи ингибиторов: задавливание реагента в призабойную зону пласта с последующим выносом, непрерывная подача ингибитора через дозаторы, периодическая заливка в межтрубное пространство. 2) катодная защита эксплуатационных колонн скважин.		

Рисунок 27– Блок-схема выбора промышленного оборудования [10]

3.3 Разработка комплекса технологических решений подготовки продукции скважин и рабочего агента для системы поддержания пластового давления мелких месторождений с высоковязкой нефтью

Для эффективной разработки Курмышского месторождения реализован комплексный подход, который предусматривает возможность создания замкнутого цикла в системе добычи, сбора и подготовки высоковязкой нефти с рациональным использованием попутного газа.

В условиях удаления Курмышского месторождения от технологической инфраструктуры актуальным является использования собственного технологического и энергетического потенциала. Для решения

данного вопроса предложена и реализована энерго- и ресурсосберегающая технология подготовки рабочего агента для ППД, включающая (рисунок 20):

- разработанный способ вакуумирования скважин путем откачки углеводородного газа из затрубного пространства и использование его для подогрева рабочего агента;
- усовершенствованную технологию подогрева рабочего агента с использованием новых технических решений.

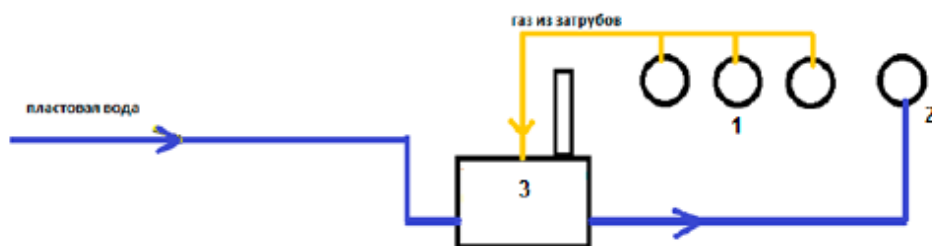


Рисунок 28 – Схема ППД для Курмышского месторождения[10]

1 – добывающие скважины;

2 – нагнетательная скважина;

3 – устройство для подогрева рабочего агента

Конструктивные особенности устройства для подогрева рабочего агента представлены на рисунке 29.[10]

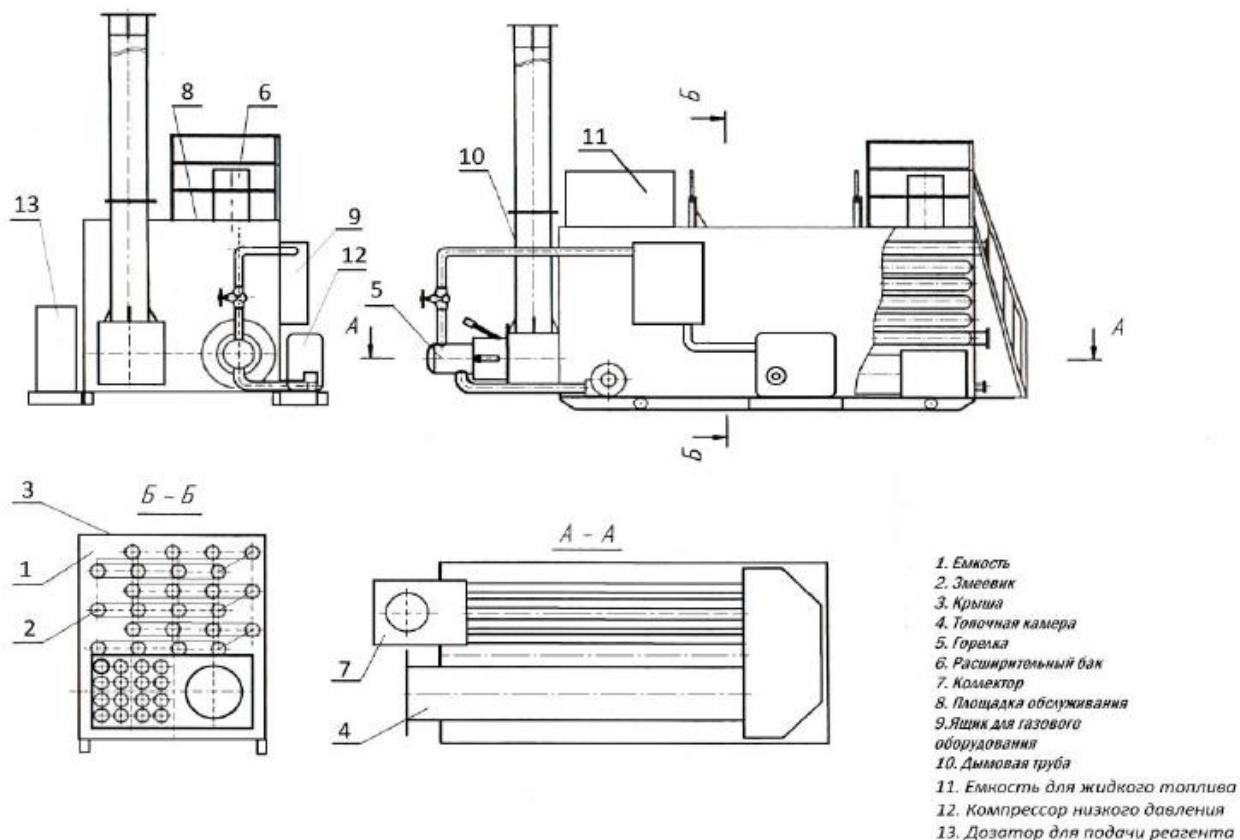


Рисунок 29– Конструкция устройства для подогрева рабочего агента[10]

Данная технология способна повысить эффективность системы ППД для месторождений с высоковязкой нефтью. Результаты исследования изменения вязкости нефти Курмышского месторождения в поверхностных условиях в зависимости от изменения температуры приведены на рисунке 30.[10]

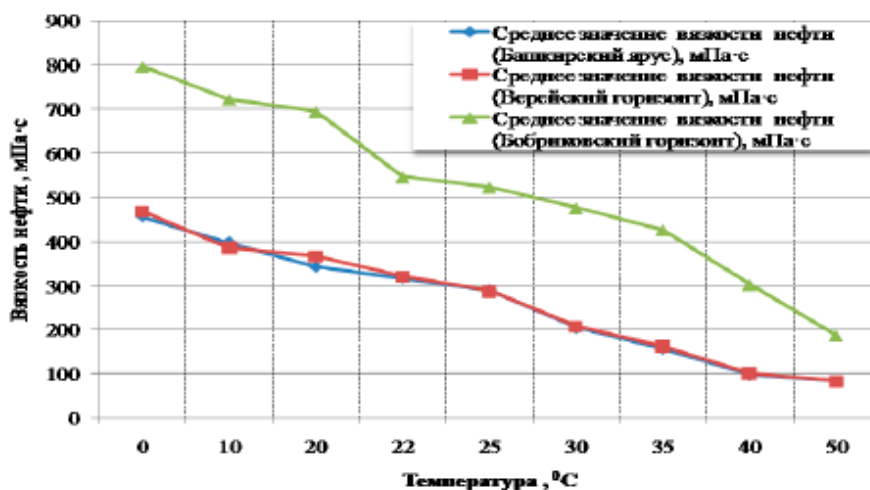


Рисунок 30 – График изменения вязкости нефти в поверхностных условиях от температуры по пластам Курмышского месторождения

На Курмышском месторождении усовершенствована система первичной подготовки высоковязкой нефти и разработано новое техническое устройство для подогрева нефти в промышленных условиях (патент № 102898 РФ). Для малых нефтяных компаний актуальна проблема подготовки сырой нефти до качества, соответствующего требованиям III группы ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть». На рисунке 31 представлена схема подготовки нефти до и после совершенствования оборудования, в которой сырая нефть поступает на подогреватель и далее в буферную емкость, где происходит предварительная дегазация и отстой воды. Далее предварительно подготовленная нефть поступает в нефтегазосепаратор для повторной дегазации и далее через второй подогреватель — на отстойник и в товарную емкость.

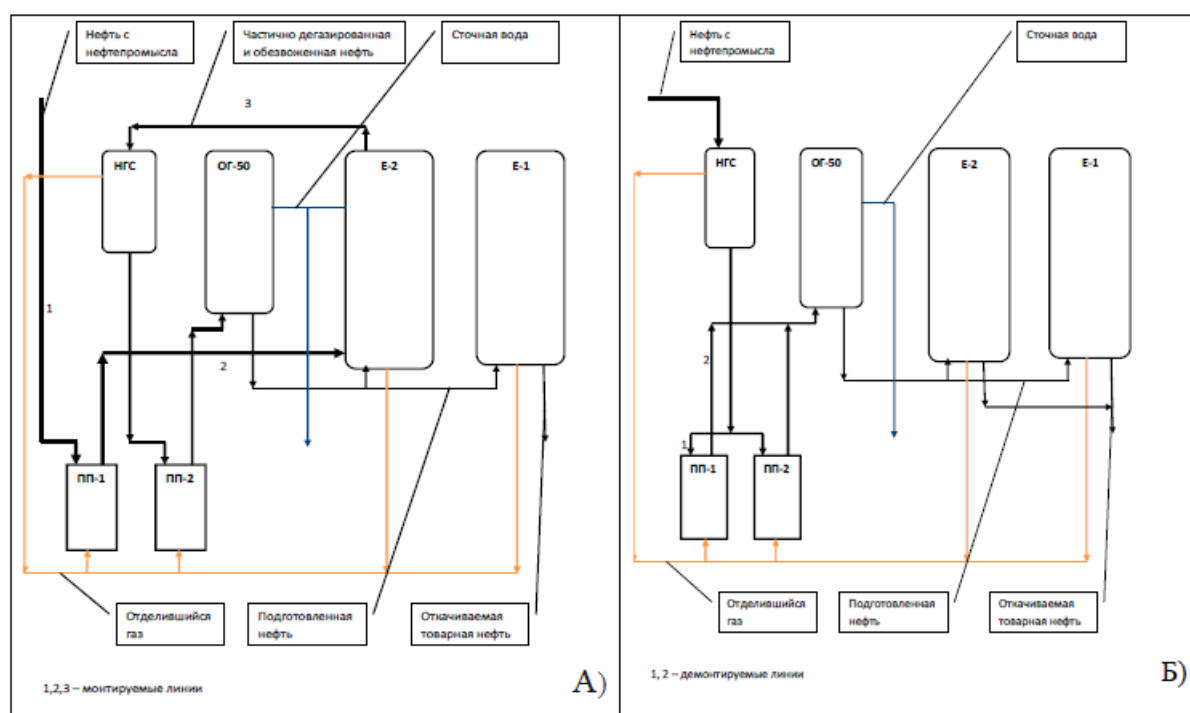


Рисунок 31 – Схема подготовки нефти на ДНС-1 Курмышевского месторождения до (Б) и после (А) реализации технологических решений.[10]

Главное преимущество данной схемы подготовки нефти является: более глубокая дегазация сырой нефти, требующая использования меньшего количества топлива при её подогреве, улучшается процесс отстоя воды в

отстойнике, в связи с этим улучшается качество подготовленной нефти; уменьшается количество ремонтов горелок-подогревателей

Используемая горелка для сжигания газообразного и жидкого топлива (патент № 105407 РФ) не требует блока подготовки топлива. Горелка работает на попутном нефтяном газе независимо от содержания сероводорода и на низком давлении газа до 0,01кг/см². Жидкое печное топливо подается самотеком.

Применение предварительного подогрева, дегазации и отстоя воды позволило снизить количество ремонтов насосного оборудования в 3 раза, годовой экономический эффект составляет около 700 тыс. р.

На скважинах, извлекающих высоковязкую нефть (700-1200 мПа.с), были подобраны винтовые насосы, что позволило сократить межремонтный период в 10 раз и более.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Пойда Дмитрию Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость работ по моделированию процесса заводнения в лабораторных условиях рассчитана на основе данных с предприятий города Томска</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, инструмента, норма амортизации и т.д.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Общий налоговый режим Налог на прибыль - 20% НДС – 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения техники или технологии выполнения работ. Проведение SWOT- анализа</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Формирование бюджета на научное исследование производится из расчетов затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы на проведение исследования</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение ресурсоэффективности производится в сравнении с конкурентами в данной области. Определение эффективности происходит на основании расчета интегрального показателя эффективности научного исследования, что связано с определением финансовой эффективности и ресурсоэффективности.</i>

Перечень графического материала):

1. Карта сегментирования рынка услуг;
2. Матрица SWOT;
3. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;

4. Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Пойда Дмитрий Александрович		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В данной работе было представлено изучение современных методов увеличения показателей разработки месторождений с высоковязкой нефтью. Однако применение любого метода в опытно-промышленных работах требует оценки его эффективности в лабораторных условиях.

В данном разделе будет рассмотрено моделирование ASP заводнения. Для этого следует выполнить комплексное исследование, включающее подбор оптимальной рецептуры применяемого раствора ПАВ и полимера, проведение фильтрационного эксперимента на колонке образцов керна и анализ степени адсорбции закачиваемых компонентов.

Данная глава посвящена обоснованию конкурентоспособности по отношению к другим технологиям добычи высоковязкой нефти и финансовой эффективности проведения лабораторного эксперимента по определению эффективности воздействия щелочно-ПАВ-полимерной композиции на нефтеотдачу.

Полученные результаты могут быть использованы при осуществлении процесса заводнения на образцах керна скважин и экспериментального исследования эффективности воздействия композиции для конкретных литолого-физических условий.

Расчёты были произведены согласно методическому пособию [31].

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта

Данная технология является полезной для недропользователей Западной Сибири. Большая часть углеводородов на данной территории имеют категорию трудноизвлекаемых запасов и обладают высокой вязкостью, что значительно осложняет разработку месторождений.

Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум

основным критериям – размер потребителя и технология воздействия на пласт. Карта сегментирования приведена в таблице 9.

Технология ASP заводнения позволила увеличить коэффициент извлечения нефти на 15-20 % на месторождении Sho-Vel-Tum в США, Shengli в Китае и на Сызранском месторождении в России.

В качестве конкурентных третичных методов разработки были проанализированы такие методы, как: термогазовое воздействие, внутривластовое горение, физико-химическое воздействие ПАВ.

Потенциальными пользователями данной технологии могут быть, как крупные нефтедобывающие компании, так и небольшие. В качестве потенциальных покупателей были выбраны нефтегазовые компании: ООО «РИТЭК», ОАО «Сургутнефтегаз», АО «Томскнефть», ООО «Норд Империл».

Таблица 9 – Карта сегментирования рынка

		Метод понижения вязкости нефти			
		Термогазовое воздействие	Внутрипластовое горение	Воздействие ПАВ	ASP заводнение
размер потребителя	Крупные				
	Средние				
	Мелкие				

Часто используются Редко используются

В результате анализа карты сегментирования рынка, было выявлено что крупные и мелкие нефтегазовые компании являются потенциальными покупателями разработки технологии ASP заводнения.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

На основе анализа результатов третичных технологий воздействия на пласт, была сделана оценочная карта технических конкурентных решений (таблица 10).

Таблица 10 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества проведения технологии					
1. Энергоэффективность	0,03	80	100	0,75	2,25
2. Помехоустойчивость	0,02	60	100	0,6	1,2
3. Надежность	0,08	80	100	0,9	8,5
4. Унифицированность	0,01	70	100	0,7	0,7
5. Уровень материалоемкостиразработки	0,05	80	100	0,8	2,4
6. Уровень шума	0,01	65	100	0,7	1,2
7. Безопасность	0,1	90	100	0,95	6,4
8. Потребность в ресурсах памяти	0,02	60	100	0,5	0,7
9. Функциональная мощность	0,08	75	100	0,9	4
10. Простота эксплуатации	0,05	50	100	0,5	0,65
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,03	70	100	0,6	9
12. Ремонтопригодность	0,02	70	100	0,8	1,2
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
13. Конкурентоспособность технологии	0,08	90	100	1	2,5
14. Уровень проникновения на рынок	0,1	80	100	0,9	0
15. Перспективность рынка	0,06	80	100	1	5,6
16. Цена	0,04	80	100	0,9	7
17. Послепродажное обслуживание	0,04	80	100	0,9	5,4
18. Финансовая эффективность технологии	0,03	100	100	1	3,2
19. Срок выхода на рынок	0,05	70	100	0,8	3,2
20. Наличие сертификации разработки	0,1	90	100	0,9	2,4
Итого	1				

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (2)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности технологии;

B_i – вес показателя;

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$P_{cp} = 78,95$ что говорит о том, что технология имеет перспективность выше среднего, что соответствует необходимым требованиям.

4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 11.

Таблица 11 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта (С)	Слабые стороны научно-исследовательского проекта (Сл)
1. Комплексность исследования 2. Достоверность полученных данных 3. Актуальность научного исследования 4. Доступ к уникальным ресурсам	1. Высокая длительность проведения эксперимента 2. Высокая стоимость 3. Низкий спрос 4. Нехватка квалифицированного персонала
Возможности (В)	Угрозы (У)

Продолжение таблицы 11

1. Совершенствование технологической составляющей 2. Возможность увеличения методов исследования 3. Создание конкуренции зарубежным предприятиям 4. Актуальность исследования приведет к появлению заинтересованных сторон	1. Высокие затраты на реализацию 2. Выход на рынок нового конкурента 3. Возможное снижение комплексности исследования
---	---

Таблица 12 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	-	-
	B2	+	+	-	+
	B3	+	+	+	+
	B4	+	+	+	+

При анализе интерактивной таблицы 13, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: B1C1C2, B2C1C2C4, B3C1C2C3C4, B4C1C2C3C4.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	+	-	+
	B2	+	+	-	+
	B3	0	0	+	0
	B4	-	-	0	0

При анализе интерактивной таблицы 14, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: B1Сл1Сл2Сл4, B2Сл1Сл2Сл4, B3Сл3.

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	-	-	-	-
	У2	+	-	-	-
	У3	+	+	-	-

При анализе интерактивной таблицы 15, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и угрозы: У2С1, У3С1С2.4

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта (4)

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	+	0	-
	У2	-	-	+	-
	У3	0	-	-	0

При анализе интерактивной таблицы 16, можно выявить следующие коррелирующие слабые стороны и угрозы: У1Сл2, У2Сл3.

Вывод: заявленное исследование имеет высокую актуальность исследования, что приведет к созданию конкуренции зарубежным организациям и повысит количество заинтересованных заказчиков, увеличение методов исследования. Совершенствование технологии позволит снизить длительность исследования и увеличить достоверность результатов. Однако высока доля влияния такого внешнего фактора, как снижение комплексности исследования.

4.4 Планирование научно-исследовательской работы

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

1. определение структуры работ в рамках научного исследования;
2. определение участников каждой работы;
3. установление продолжительности работ;
4. построение графика проведения научных исследований.

В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания для НИР	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель

Продолжение таблицы 17

Выбор направления исследований	2	Разработка общей методики проведения исследований	Руководитель
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель
	5	Анализ литературных источников	Руководитель, инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	6	Тесты на фазовое поведение, фильтрационные эксперименты, стабильность композиции	Инженер
	7	Проведение практического расчёта	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель, инженер
Оформление отчета по НИР	9	Оформление расчетов	Инженер
	10	Составление пояснительной записки	Инженер
	11	Публикация результатов исследования	Руководитель

1. Организационный период. На стадии организационной подготовки ставится задача на проведение лабораторных исследований, производится комплектование подразделения инженерно-техническим персоналом, подбираются приборы, оборудование, снаряжение и материалы, распределяются обязанности между сотрудниками, осуществляются мероприятия по безопасному ведению работ.

2. Лабораторные работы. Этот этап работ включает создание полимерного раствора, далее производится замер вязкости раствора при различных значениях концентрации и температуры. Третьим шагом является определение коэффициента фильтрации раствора через мембранный фильтр. Далее полимерный раствор испытывают на термическую деструкцию, тем самым определяя его термическую стабильность путем выдержки в условиях, приближенным к пластовым. Последним этапом является заводнение керна, на этом этапе величина извлечения нефти, адсорбции.

3. Камеральные работы. Камеральная обработка материалов

включает: сбор и систематизацию информации об изучаемых методах увеличения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью; камеральную обработку материалов; составление графиков и построение карт; оформительские работы.

Календарный план – это оперативный график выполнения работ. Для иллюстрации календарного плана работы приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 18).

Таблица 18 – Календарный план проведения исследовательской работы

Вид работ	Исполнители	Рабочие дни	Продолжительность работ																	
			Фев.			Март			Апр.			Май			Июн.					
			1 - 1 0	1 1 - 2 0	2 1 - 2 8	1 - 1 0	1 1 - 2 0	2 1 - 3 1	1 - 1 0	1 1 - 2 0	2 1 - 3 0	1 - 1 0	1 1 - 2 0	2 1 - 3 1	1 - 1 0	1 1 - 2 0	2 1 - 3 0			
Разработка технического задания для НИР	Инженер	4	■																	
Выбор направления исследований	Инженер, Руководитель	13	■	■																
Теоретические и экспериментальные исследования	Инженер	14			■	■														
Обобщение и оценка результатов	Инженер, Руководитель	23					■	■												
Финансовый менеджмент	Инженер	19							■	■										
Оформление отчета по НИР	Инженер	21									■	■								

■ - инженер;

- руководитель.

Таким образом, суммарное количество рабочих дней руководителя составляет 70, суммарное количество рабочих дней инженера составляет 139.

4.4.1 Бюджет научного исследования

Виды, условия и объёмы работ представлены в таблице 10 (технический план). На основании технического плана рассчитываются затраты времени и труда.

Таблица 19 – Виды и объёмы проведения исследовательской работы

№	Виды работ	Объем		Условия производств аработ	Вид оборудования
		Ед. изм	Кол-во		
1	Лабораторные работы	Кол-во проб	3	Приготовление раствора	Магнитная мешалка, порошковый полимер, шприц.
		Кол-во проб	3	Определение вязкости	Вискозиметр Brookfield LVT с переходником UL
		Кол-во проб	3	Измерение коэффициента фильтрации	Мембранный фильтр
		Кол-во проб	3	Измерение термической стабильности	Стеклянные ампулы
		Кол-во проб	3	Заводнение керна	Керновый материал пласта
2	Камеральные работы	отчет	1	Обработка данных, анализ материала	ПЭВМ

4.4.2 Расчет затрат на материалы для научно-исследовательской работы

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта. Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi} \quad (3)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

C_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

kT – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Значения цен на материальные ресурсы могут быть установлены по данным, размещенным на соответствующих сайтах в Интернете предприятиями-изготовителями (либо организациями-поставщиками). Величина коэффициента (kT), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Транспортные расходы принимаются в пределах 15% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 20.

Таблица 20 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Соль	Кг.	1	25	25
Спиртобензольная смесь	Л.	2	700	1400
Перчатки резиновые	Шт.	100	34,4	344
Очки	Шт.	2	1056	2112
Пробирка мерная	Шт.	30	21,7	651
Бумажные салфетки	Пачк и	5	1370	6850
Эксикатор	Шт.	2	2454	4908
Шкаф сушильный	Шт.	1	31,687	31687
Суммарная стоимость				47977
Итого, с учетом транспортных расходов				55173

4.4.3 Расчет затрат на специальное оборудование для проведения экспериментального исследования

Данная статья включает все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, установок и др.), которое необходимо для проведения работ по данной тематике. Определение стоимости специального оборудования производится по действующим прейскурантам. Расчет стоимости затрат приведен в таблице 21.

Общие единовременные вложения на приобретение различного рода специального оборудования составили 798,9 тыс. руб.

Таблица 21 – Стоимость оборудования для проведения эксперимента

Наименование	Кол-во	Цена за ед., тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, Зд, тыс. руб.
Система рентгеновская автоматическая	1	350,5	350,5
Весы	1	34,7	34,7
Автоматический титратор для определения ПАВ и щелочи	1	315,6	315,6
Перемешивающее устройство	1	43,5	43,5
Вискозиметр	1	54,6	54,6
Итоговая стоимость специального оборудования			798,9

4.4.4 Расчёт затрат на амортизационные отчисления

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации определяем в соответствии с постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 07.07.2016) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы». Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента с целью рассмотрения эффективности повышения нефтеотдачи композицией щелочь-ПАВ-полимер

приведен в таблице 22. Расчет амортизационных отчислений проводится по формуле линейной амортизации:

$$Am = \text{Сперв.} / \text{СПИ} / 12 \quad (4)$$

где: Сперв. – первоначальная стоимость оборудования, руб.;

СПИ – срок полезного использования, год;

Таблица 23 – Расчет амортизационных отчислений при проведении лабораторного эксперимента

Наименование	Стоимость ,тыс. руб.	Амортизационная группа	Срок службы	Сумма отчислений в месяц, руб.
Система рентгеновская автоматическая	350,5	4	84	4172,6
Весы лабораторные	34,7	3	60	578,3
Автоматический титратор для определения ПАВ и щелочи	315,6	5	84	3757,1
Перемешивающее устройство	43,5	2	36	1208,3
Вискозиметр	54,6	3	60	910,0
Итоговая сумма амортизационных отчислений				48881,6

В соответствии со сроками проведения лабораторного исследования, а именно необходимо 4,6 месяца на проведение эксперимента, амортизационные отчисления будут составлять 48881,6 рублей.

4.4.5. Расчёт затрат на оплату труда

Оплата труда зависит от оклада и количества отработанного времени, при расчете учитываются премиальные начисления и районный коэффициент. Так формируется фонд оплаты труда.

С учетом дополнительной заработной платы формируется фонд заработной платы. Итоговая сумма, необходимая для оплаты труда всех работников, составляется при учете страховых взносов, затрат на материалы, командировок и резерва. Дневная ставка инженера (ассистент), и руководителя (Старший преподаватель, кандидат наук) взята в соответствии с приказом № 5994 по НИИ ТПУ и соответственно составляют 15000 и 23100 рублей.

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НИТ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (5)$$

$Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей:

$$Z_{осн} = Z_{дн} + T_p \quad (6)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

$Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (7)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; M – количество месяцев работы без отпуска;

F_d действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, рабочих дней.

Таблица 24 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	70	139
Количество нерабочих дней - выходные дни и праздничные дни	7	16
Потери рабочего времени -отпуск и невыходы по болезни	0	0
Действительный годовой фонд рабочего времени	63	123

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p \quad (8)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

кд – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,3 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от Зтс);

кр – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска). Расчёт основной заработной платы приведён в таблице 25.

Таблица 25 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зтс, руб.	кпр	кд	кр	Зм, руб	Здн, руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, руб.
Руководитель	23100	0	0	1	43544	1590	63	91441
Инженер	15000	0	0	1	31200	1167	123	127920
Итого Зосн								219361

Общие затраты на основную заработную плату научно-технического персонала, участвующего в проводимых работах, составляют 219361 рублей.

4.4.6 Расчёт отчислений во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников. Общая ставка взносов составляет в 2021 году – 30% (ст. 425 НК РФ): 22 % – на пенсионное страхование; 5,1 % – на медицинское страхование; 2,9 % – на социальное страхование.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} \cdot (Z_{осн} + Z_{доп}) \quad (9)$$

Таблица 26– Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Кэф. отчислений	Сумма отчислений, руб.
Руководитель	91441	0,3	27432

Продолжение таблицы 26

Инженер	127920	0,3	38376
Итого Звнеб			65808

4.4.7 Расчёт накладных расходов

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot \sum_1^5 Z_i \quad (10)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы 0,16

$$Z_{\text{накл}} = 0,16 \cdot (55,173 + 707,573 + 219,361 + 65,101) = 2158,282 \text{ тыс. руб.}$$

4.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательской работы

Рассчитанная величина затрат на проведение научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета. Определение бюджета затрат на проведение научно-исследовательской работы приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Расчёт бюджета затрат

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб
Материальные затраты НИИ	55,173
Амортизационные отчисления	707,573
Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	219,361
Отчисления во внебюджетные фонды	73,101
Накладные расходы	172,723
Бюджет затрат НИИ	569,24

Суммарный бюджет затрат НИИ составил –569239,6 рублей.

4.6 Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность»

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выделены слабые и сильные стороны исследования, построены интерактивные матрицы проекта. Отмечены высокие актуальность и качество результатов исследования. Обоснование конкурентоспособности зарубежным производителям является использование отечественных композиций. Определен полный перечень работ, проводимых при исследовании. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 139 календарных дней. Суммарный бюджет затрат на весь комплекс работ составил 569239,6 рублей, большую часть этой суммы составляют амортизационные отчисления. Следует отметить важность для проекта в целом проведенных в данной главе работ, которые позволили объективно оценить как денежные, так и временные затраты.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Пойда Дмитрию Александровичу

ИШПРа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

Оценка влияния изменения вязкости нефти на показатели разработки месторождений	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Область применения: фонд скважин Мордово-Кармальского месторождения... Объект исследования: технология термогазового воздействия на пласт, через нагнетательные скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. . ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.</p>
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	<p>Вредные факторы: - неблагоприятные метеорологические условия; - недостаточная вентиляция и загазованность воздушной среды; - воздействие шума, вибраций; Опасные факторы: - содержание опасных веществ в воздухе; - движущиеся машины и механизмы.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>- Атмосфера: выделение в атмосферу CO₂ и других вредных веществ. Гидросфера: загрязнение водных объектов. Литосфера: поражение почвы химическими веществами.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: - взрывы, пожары; - загазованность объектов и окружающей среды; - нарушение герметичности трубопроводов ;</p>

	- нарушение электроснабжения. Наиболее типичная ЧС: – загазованность объектов и окружающей среды.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Пойда Дмитрий Александрович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Система разработки месторождения природных битумов и высоковязкой нефти подразумевает под собой наличие скважин, для взаимодействия коллектор – поверхность. Для проведения технологических мероприятий требуется проведение комплексных работ по созданию системы подготовки закачиваемых материалов и путей их доставки в скважину.

В данной работе необходимо рассмотреть вредные и опасные, для человеческой жизни и природы в целом, производственные факторы, а также методы по их исключению.

В работе рассмотрен ряд месторождений высоковязкой нефти и природных битумов. Распространение таких месторождений преимущественно происходит по областям с резко континентальным климатом, который характеризуется большим колебанием температур. Наиболее опасной является добыча нефти шахтным методом.

5.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового закона

Режим работы оператора по поддержанию пластового давления определяется Правилами внутреннего трудового распорядка на предприятии, а также графиками сменности. Продолжительность рабочего времени работников не может превышать 40 часов в неделю. Для женщин установлена 36-часовая рабочая неделя [32]. Работа при вахтовом методе ведется в различных сменных режимах (8 часов работы чередуются через 8 часов отдыха или 12 часов работы чередуются через 12 часов отдыха в течение 12÷30 и более дней). Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках.

Статьей 302 Трудового кодекса РФ гарантируется работникам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день

пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места расположения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы взамен суточных. Поощрения и прибавки к выплатам прописаны в условиях коллективного договора эксплуатирующей организации.

Работа оператора связана с производственными оборудованями, цехами и кустовыми площадками. Необходимые правила безопасности при эксплуатации рабочего оборудования расписаны в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. Контроль за работой оборудования осуществляется в специальных оснащенных пультах-управления, которые должны быть оснащены средствами отображения информации и комфортными рабочими местами, согласно ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

При организации рабочих мест операторов поддержания пластового давления должны быть соблюдены требования безопасности в производственных помещениях согласно ГОСТу 12.2.049-80 ССБТ. «Оборудование производственное. Общие эргономические требования их обеспечение». Взаимодействие операторов с производственным оборудованием происходит в стоячем положении, Рабочее место для выполнения работ стоя организуют при физической работе средней тяжести и тяжелой, а также при технологически обусловленной величине рабочей зоны, превышающей ее параметры при работе сидя. Категория работ – по ГОСТ 12.1.005-88. Контроль параметров работы осуществляется на пульте управления, которые должны быть оборудованными комфортными сидячими местами ГОСТ 21889-76, средствами звуковой сигнализации ГОСТ 21786-

76. Рабочее место должно быть просторным, для перемещения и контроля всех параметров на пульте, а так же для взаимодействия и обмена информации с другими операторами, согласно ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования.

5.2. Профессиональная социальная ответственность.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.

Работая на производственных объектах, работник подвергается вредному воздействию опасных и вредных факторов. Классификация факторов представлена в нормативном документе ГОСТ 12.0.003-2015 [33] (таблица 28).

Таблица 28 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Приготовление раствора	Эксплуатация	
1) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+		+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [37]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [38]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [39]; ГОСТ 12.2.003-91
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	+	
3) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	+	
4) Недостаточная освещенность;	+	+	+	
5) Химические реагенты;		+	+	

6) Высокое давление;		+	+	ССБТ. Оборудование производственное .Общие требования безопасности [40]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [41].
7) Механические опасности.	+	+	+	

5.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по закачке полимерного раствора в пласт производятся на открытом воздухе. Неблагоприятные метеорологические условия (температура, скорость ветра, влажность воздуха) могут негативно сказаться на производственном процессе и привести к несчастному случаю. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 29).

Таблица 29 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

При высокой температуре снижается концентрация внимания, появляются неосмотрительность и торопливость, при низкой – вследствие интенсивной теплоотдачи организма. Если влажность больше 35-70% воздух считается влажным, если меньше данного диапазона – сухой. Сухой воздух влечет за собой повышенное испарение, которое приводит к ощущению сухости слизистых оболочек и кожи. В свою очередь, влажный воздух осложняет испарение.

При отклонении показателей климата предусмотрены средства индивидуальной защиты (СИЗ). СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [42]. Для защиты головы от теплового облучения алюминиевые, фибровые каски. Также каска поможет избежать травм головы. Для исключения попадания песка в глаза или в носовую полость необходимо применять очки и респираторы. Так как при приготовлении полимерного раствора сотрудник работает с химическими реагентами необходимо использовать перчатки или рукавицы, которые также в холодный период года помогут избежать обморожения рук. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, а при осадках – плащи. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года.

Превышение уровней шума и вибрации

Вблизи работы оператора ППД может производиться капитальный ремонт скважины. Данный вид работ создает уровень шума, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [37]. Значение уровня звука на рабочем месте не должен превышать 40-45 дБ, а на открытой местности – не более 80 дБ. Для снижения уровня шума работникам следует применять СИЗ. Из-за удаленности месторождений от места проживания работников их доставляют на вахту на вертолетах. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает норму. Поэтому необходимо выбрать средства защиты согласно СП 51.13330.2011 [43]: противошумные вкладыши или наушники.

Технологическая норма уровня вибрации составляет 92 дБ согласно ГОСТ 12.1.012-90 [38]. При значении уровня вибрации 92дБ частота составляет 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД объясняется работой насосного агрегата по закачке реагента в скважину. При работе с оборудованием при вибрации производительность работника снижается, а также растет число травм. Для защиты от вибрации рекомендуется применять резиновые перчатки.

Повышенная запыленность рабочей зоны

В большинстве случаев насыпные кустовые площадки состоят из песка и глинистого материала. При сильном ветре наблюдается повышенная запыленность рабочей зоны и песок попадает в носовую полость рабочего. Чтобы предотвратить попадание песка необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность

Часто приходится работать в темное время суток и необходимо обеспечить достаточную освещенность зоны работ. Норма освещенности должна быть не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [39]. Если норма

освещенности соответствует нужному диапазону, то мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

Высокое давление

Аппараты, работающие под давлением – оборудование, в котором жидкость или газ находятся под давлением, превышающем атмосферное. Закачка газа осуществляется под давлением 20-22 МПа. Насосы на кустовой насосной станции создают такое высокое давление и производят подачу подающих воды с реагентом в нагнетательную скважину, а из нее в пласт. Чтобы не допустить чрезвычайных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Нарушение герметичности оборудования может произойти при взрыве сосуда, работающего под избыточным давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близкорасположенного оборудования, а также нанесение травм работнику, в том числе не совместимых с жизнью.

Также нарушение герметичности может быть вызвано дефектами (трещины, вмятины и т.д.), полученные при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для обнаружения дефектов необходим ежедневный внешний осмотр оборудования, применение средств измерений КИП, а также испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

Механические опасности

При осуществлении процесса заводнения необходимо использовать высоконапорные насосы, которые могут создавать давление 200-500 атм. Насос имеет вращающиеся части, которые могут представлять опасность для жизни сотрудника. Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека с вращающимся механизмом.

Необходимо систематически проверять целостность защитных ограждений на движущихся и вращающихся механизмах, плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств, а также проверку состояния оборудования согласно ГОСТ 12.2.003-91 [40]. Также необходимо соблюдать технику безопасности и форму одежды (все пуговицы застегнуты).

5.3. Экологическая безопасность.

При обслуживании скважин необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, при строительстве скважин, РД – 1 – 96.

В таблице 30 приведено воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Таблица 30 – Вредное воздействие на окружающую среду и природоохранные мероприятия при эксплуатации скважин, эксплуатируемых насосным способом

Природные ресурсы	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Атмосфера	Загрязнение УВ, сероводородом, оксидами серы и азота при эксплуатации скважин;	Поддержание в исправности оборудование, своевременное проведение ремонта и устранения утечек, регулярная проверка герметичности оборудования и соединений

Продолжение таблицы 30

Гидросфера	Нарушение изолированности водоносных горизонтов из-за перетоков	Расположение кустовых площадок нормируется на специальном расстоянии от водоемов и водотоков с целью исключения попадания загрязнений в поверхностные воды; необходимо соблюдать правила хранения загрязняющих веществ; в случае пролива углеводородного сырья в водоемы принимаются меры по ликвидации пролива с использованием физико-химических, механических, биологических и термических методов
Почва	Изъятие земель из сельскохозяйственного оборота под нефтепромысловые объекты; засорение почвы производственными отходами	В случае загрязнения почвы нефтью и нефтепродуктами места проливов зачищаются с помощью песка; проведение рекультивации земель после завершения разработки месторождения

Чтобы уменьшить и предупредить влияние вредного антропогенного фактора необходимо выполнить следующее: провести инструктажи обслуживающего персонала по вопросам соблюдения норм и правил экологической и противопожарной безопасности, требований санитарно-эпидемиологической службы, ознакомить его с особым режимом деятельности в водоохраных и санитарно-защитных зонах водотоков и водозаборов.

5.4.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Для предотвращения возникновения аварийных ситуаций необходимо:

- строго соблюдать технологический процесс;
- строго соблюдать правила ТБ, инструкций, нормативов пожарной охране и промышленной санитарии;

- предотвращать образование взрывоопасных концентраций;
- своевременно проводить профилактические мероприятия и поддерживать надёжную работу оборудования;
- контролировать правильность действий персонала, проверять уровень знаний и повышать квалификацию персонала;

При всех возникших ЧС персонал, не участвующий в ликвидации последствий должен эвакуироваться согласно утвержденному плану. Кроме того, для снижения последствий той или иной аварии должно быть организовано систематическое обучение персонала действиям во время чрезвычайных ситуаций.

Одной из наиболее частных ЧС является разлив нефти и нефтепродуктов. В этом случае время локализации разлива нефти не должно превышать 4 часов при разливе в акватории и 6 часов при разливе на почве с момента поступления информации о разливе. Работы по локализации заключаются в остановке технологического процесса, создание контурного ограждения, отсечение поврежденного участка от технологической схемы. Работы по ликвидации в свою очередь включают откачку нефтепродуктов насосами и вакуумными машинами, сбор нефтепродуктов с помощью сорбентов, при необходимости сбор нефтезагрязненного грунта. Наблюдение и контроль за загрязненным объектом проводится оперативной группой.

Также возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 31.

Таблица 31 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, эксплуатируемых насосным способом

Наименование возможной ЧС	Причины возникновения ЧС	Способы и средства предотвращения	Меры по локализации
1	2	4	5
Механические повреждения оборудования, сооружений, конструкций	Коррозия, некачественный монтаж оборудования, внешние воздействия	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования	Аварийная остановка агрегата, устранение повреждений
Разливы нефти и нефтепродуктов	Высокий уровень износа производственных фондов, человеческий фактор, сильные землетрясения	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, компетентность персонала	Устранение источника разлива, использование боновых заграждений, дамб
Взрывы, пожары	Утечки вследствие высокого уровня износа производственных фондов, человеческий фактор, природный фактор	Своевременное проведение текущего и капитального ремонта оборудования, запрет пожароопасных работ, Прогноз погоды, оповещение персонала	Использование пожарной сигнализации и средств пожаротушения

5.5. Выводы по разделу «Социальная ответственность».

Выполнение всех требований мер безопасности при выполнении работ, связанных с обслуживанием скважин, эксплуатируемых насосным способом, позволяет избежать воздействия вредных и опасных факторов или хотя бы значительно уменьшить их урон оператору, а знание правил по защите окружающей среды при проведении работ минимизирует вред природе.

В данном разделе были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье работников. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия. При термогазовом воздействии на пласт происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены современные подходы к методам снижения вязкости нефти, а также строение и свойства компонентов высоковязкой нефти, произведён анализ геологических условий залегания высоковязкой нефти и представлен частный пример Ярегского месторождения.

В ходе работы произведён анализ современных технологических решений по добыче высоковязкой нефти. Подробно рассмотрен тепловой метод пароциклического воздействия на Верхнепермскую залежь Усинского месторождения. Определены параметры, которые влияют на успешность проведения данной технологии, а именно: степень сухости пара, толщина пласта, темп закачки пара, продолжительность пропитки. Построены графики зависимости данных параметров на накопленную добычу и пластовую температуру.

Основываясь на теоретических исследованиях и промышленном опыте разработки Курмышского месторождения, предложен комплекс рекомендаций по подбору нефтепромыслового оборудования для осложнённых условий эксплуатации скважин мелких месторождений высоковязкой нефти. Комплекс представляет собой: рекомендации по подбору методики расчёта технологических и экономических показателей работы штанговых глубинных насосных установок и программы подбора глубинно-насосного и наземного оборудования; рекомендации по подбору нефтепромыслового оборудования для системы поддержания пластового давления с учётом сложности геологического строения многопластовых месторождений, рекомендации по борьбе с осложнениями эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Сибирская нефть» [Электронный ресурс]: онлайн – журнал / Приложение «Технологии» №100 (апрель 2013) . Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2013-april-projects/1104155/>, свободный. (дата обращения 30.05.2021)
2. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477"
3. «Сибирская нефть» [Электронный ресурс]: онлайн – журнал / Номера 2018 №149 (март 2018) ДОБЫЧА. Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610/>, свободный. (дата обращения 30.05.2021)
4. Сайт компании АО «Ситтек» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://sittec.ru/proizvodstvo/yaregskoe-mestorozhdenie-titana.php> , свободный. (дата обращения 01.06.2021)
5. «Neftegas.ru» [Электронный ресурс]: онлайн – журнал / Главная / Наука и технологии / Добыча (апрель 2015). Режим доступа: <https://neftegaz.ru/science/booty/331724-vysokovyazkaya-neft-novye-tehnologii-razrabotki-chast-2/>, свободный (дата обращения 02.06.2021)
6. Антониади Д.Г., Савенок О.В., Шостак Н.А. Теоретические основы разработки нефтяных и газовых месторождений : учебное пособие. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 203 с.
7. Булатов А.И., Кусов Г.В., Савенок О.В. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление: в 2 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2011. – Т. 1. – 348 с.
8. Поиски, разведка и эксплуатация месторождений нефти и газа : учебное пособие /В.В. Попов [и др.]. – Новочеркасск : ЮРГПУ (НПИ), 2015. – 322 с.

9. Методы разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.[Электронный ресурс]. Режим доступа: http://knowledge.allbest.ru/geology/2c0b65625a2ad78a5d53a89521306c37_0.html , свободный (дата обращения 04.06.2021)

10. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика) [Текст] : учеб.пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014

11. М.Б. Савчик, Д.В. Ганеева, А.В. Располов «Повышение эффективности пароциклических обработок скважин Верхнепермской залежи Усинского месторождения на основе гидродинамической модели» // Вестник ПНИПУ. – 2020. – с.137-149.

12. Мониторинг разработки месторождений ТПП «Усинскнефтегаз». – Пермь: Изд-во ПермНИПИнефть, 2019.

13. Артеменко А.И., Кащавцев В.Е., Фаткуллин А.А. Пароциклическое воздействие как один из приоритетов добычи высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 6. – С. 113–115.

14. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985. – 308 с.

15. Уметбаев В.Г. Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин: справочник рабочего. – М.: Недра, 1989. – 215 с.

16. Порываева Э.Р., Емельянов А.В. Совершенствование технологии пароциклического воздействия на призабойную зону пласта // Нефтегазовое дело. – 2010. – № 2. – С. 59–63

17. Соколюк Л.Н., Филимонова Л.Н.. Технология выбора скважин для пароциклической обработки на месторождениях высоковязкой нефти// Нефтепромысловое дело. – 2013. – № 11. – С. 65–68.

18. Малофеев Г.Е. О механизме притока нефти при паротепловой обработке скважин // Нефтяное хозяйство. – 1986. – № 6. – С. 38–40.

19. Чупров И.Ф. Теоретические и технологические основы теплового воздействия на залежи аномально вязких нефтей и битумов: дис д-ра техн. наук. – Ухта, 2009. – С. 67.
20. Шевелев А.П. Математическое моделирование циклического теплового воздействия на нефтяные пласты: дис. ... канд. физ.-мат. наук. – Тюмень, 2005. – С. 72–75.
21. К вопросу определения оптимальных параметров парогазовой смеси при парогазовой обработке призабойной зоны пласта / В.И. Дарищев, К.А. Бугаев, Д.А. Волков, Г.А. Блохин // Нефтепромысловое дело. – 2012. – № 10. – С. 15–17.
22. Антониади Д.Г. Увеличение нефтеотдачи пластов газовыми и парогазовыми методами. – М., 1998. – 304 с.
23. Мухаметшин В.Ш., Гуторов А.Ю. К вопросу о возможности оценки степени риска обоснованного выбора объектов обработки призабойной зоны пласта методом термогазобаровоздействия // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 28–29.
24. Эффективность обработки призабойной зоны пласта комплексными кислотными составами с применением гидровибровоздействия на месторождениях ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» / А.Ю. Никитин, А.Д. Митрофанов, А.Г. Пасынков, В.С. Комаров, А.В. Бодрягин // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 8. – С. 35–38.
25. Hong K.S., Jonsen R.B. Optimization of multicycle steam stimulation // Society of Petroleum Engineers Journal. – 1969. – Vol. 9, iss. 03.
26. Дубив И.Б. Исследование и обоснование технологий разработки сложнопостроенных залежей высоковязкой нефти (на примере Тазовского месторождения): автореф. дис. канд. техн. наук. – Тюмень, 2013.
27. Владимиров И.В., Пичугин О.Н., Горшков А.В. Опыт применения технологий нестационарного заводнения на залежах высоковязкой нефти

месторождения Северные Бузачи // Нефтепромысловое дело. – 2009. – № 7. – С. 35–38.

28. Перспективы увеличения эффективности разработки залежи высоковязкой нефти с применением энергоресурсосберегающих технологий / Р.С. Хисамов, Р.Р. Хузин, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 9. – С. 45–48.

29. Совершенствование технологии пароциклической обработки скважин с площадным применением растворителя / И.С. Закиров, А.Т. Зарипов, Е.Ф. Захарова, Д.К. Шайхутдинов, А.А. Бисенова, И.Е. Белошапка // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 9. – С. 45–48.

30. Применение пароциклического воздействия на шахтных полях Ярегского месторождения / Ю.П. Коноплев, Л.М. Рузин, Б.А. Тюнькин, К.И. Литовец, Л.Г. Груцкий, В.В. Питиримов, А.А. Пранович // Нефтяное хозяйство. – 2001. – № 1. – С. 14–18.

31. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно – методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шапалова, Л.Р. Тухватулина, З.В. Криницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

32. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

33. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

34. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования

35. ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования

36. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
38. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
39. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
40. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
41. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
42. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
43. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003*.
44. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.