

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: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ</b>

УДК 622.276.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Зылев Сергей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

**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**

<b>Код</b>	<b>Результат освоения ООП</b>	<b>Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</b>
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: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
 (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	Зылев Сергей Александрович

Тема работы:

Комплексный подход к выбору технологии разработки залежей тяжелых углеводородов	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-12/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Обзор общих сведений о тяжелых углеводородах: географическое распределение месторождений высоковязкой нефти, геологические особенности строения пластов с высоковязкими нефтями, физико-химическая характеристика высоковязкой нефти и природных битумов. Опыт применения современных технологий разработки залежей высоковязкой нефти. Особенности разработки месторождений высоковязких нефтей. Анализ критериев применимости и эффективности методов увеличения нефтеотдачи, особенности конструкций скважин и

	применяемого оборудования для эффективного извлечения тяжелых углеводородов.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Спицина Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Общие сведения о тяжелых углеводородах	
Технологии разработки залежей тяжелых углеводородов	
Выводы и рекомендации по комплексному подходу к выбору технологии разработки залежей тяжелых углеводородов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Зылев Сергей Александрович		31.03.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ВВН** – высоковязкая нефть;
- ПБ** – природные битумы
- ТриЗ** – труноизвлекаемые запасы;
- БД** – база данных;
- ВМП** – вечномерзлые породы;
- УЭЦН** – установка электроцентробежного насоса;
- УЭВН** – установка электровинтового насоса;
- УСШН** – установка скважинного штангового насоса;
- МУН** – метод увеличения нефтеотдачи;
- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- НЗ** – нестационарное заводнение;
- НКТ** – насосно-компрессорная труба;
- КПД** – коэффициент полезного действия;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- МСП** – межскважинная перекачка;
- ВСП** – внутрискважинная перекачка;
- КИН** – коэффициент извлечения нефти;
- ПЦО** – пароциклическая обработка;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- КМЦ** – карбоксиметил-целлюлоза;
- АСПВ** – асфальтосмолопарафиновые вещества;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- ПТВ** – паротепловое воздействие;
- ПЭД** – погружной электродвигатель;
- ТЛТ** – теплоизоляционные трубы;
- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**НДПИ** – налог на добычу полезных ископаемых;

**НК** – налоговый кодекс;

**ДНГ** – добыча нефти и газа;

**СанПиН** – санитарные правила и нормы;

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты;

**ПДК** – предельно допустимая концентрация;

**УВ** – углеводород;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 106 страниц, 22 рисунка, 27 таблиц. Список литературы включает 63 источников.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, технология разработки, метод увеличения нефтеотдачи, нагнетание теплоносителей, парогравитационный дренаж, комплексная технология, скважинное оборудование.

Объектом исследования являются залежи тяжелых углеводородов.

Целью работы является: выбор и технологическое обоснование разработки залежей тяжелых углеводородов.

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены сведения о тяжелых углеводородах: географическое распределение, геологические особенности строения пластов с высоковязкими нефтями и физико-химические характеристики тяжелых углеводородов. Были изучены технологии разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов, выделены критерии применения методов увеличения нефтеотдачи, рассмотрено используемое оборудование и выбор сетки скважин в зависимости от геологических условий.

Проанализированы техника и технология методов добычи высоковязкой нефти, критерии их применимости, а также выделены достоинства и недостатки каждого метода.

Область применения: месторождения высоковязких нефтей и природных битумов.

Финансовая и социальная части включают в себя расчет экономической эффективности двух вариантов разработки месторождения термошахтным методом, а также меры безопасности при проведении подземных работ.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДАХ.....	13
1.1 Географическое распределение месторождений высоковязкой нефти и природных битумов .....	14
1.2 Геологические особенности строения пластов с высоковязкими нефтями .....	17
1.3 Физико-химическая характеристика высоковязких нефтей и природных битумов .....	18
2 ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	21
2.1 Технология нагнетания в пласт горячей воды.....	22
2.1.1 Погружной нагреватель воды.....	23
2.1.2 Использование подземных вод для заводнения. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды для нагнетания.....	24
2.1.3 Система разработки высоковязких нефтей .....	26
2.2 Технология нагнетания в пласт горячего пара .....	28
2.2.1 Пароциклическая обработка скважин.....	29
2.2.2 Технология площадной закачки пара .....	32
2.2.3 Технология парогравитационного дренирования .....	34
2.3 Комплексные технологии разработки залежей тяжелых углеводородов .....	38
2.3.1 Комбинированная технология нагнетания в пласт пара с добавлением газа .....	38
2.3.2 Нагнетание в пласт пара с пенообразующими добавками .....	39
2.3.3 Нагнетание горячего пара и растворителя .....	42
2.4 Вариации используемых типов насосов при разработке залежей высоковязких нефтей.....	44

2.5 Применение теплоизоляционных лифтовых труб при разработке залежей высоковязких нефтей.....	47
2.6 Комплексный метод обогрева нефтяных скважин с вязкими и парафинистыми нефтями, предотвращение образования АСПО .....	48
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОМПЛЕКСНОМУ ПОДХОДУ К РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ .....	53
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	60
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	61
4.2 Анализ конкурентных технических решений.....	62
4.3 Технология QuaD .....	63
4.4 SWOT – анализ.....	65
4.5 Экономическая эффективность проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт.....	67
4.6 Анализ мероприятия на технико-экономические показатели.....	72
4.7 Расчет бюджета затрат.....	73
4.8 Расчет показателей экономической эффективности .....	74
4.9 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям .....	77
4.10 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований .....	79
4.11 Разработка графика анализа технологии.....	80
4.12 Вывод по экономическому курсу.....	82
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	86
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .	86
5.2 Производственная безопасность .....	87
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	88
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	92
5.3 Экологическая безопасность .....	95

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	96
5.5 Вывод по разделу социальная ответственность .....	98
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	100

## **ВВЕДЕНИЕ**

Нефть до настоящего времени является незаменимым полезным ископаемым, применяемым во многих сферах человеческой деятельности. Даже не смотря на успешные попытки найти ей альтернативу, нефть все равно остается востребованным продуктом. Это приводит к тому, что извлечение нефтяных запасов из земных недр осуществляется колоссальными темпами, в связи с чем, залежи нефти очень быстро сокращаются. Таким образом, появляется необходимость в добыче тяжелых углеводородов, а именно высоковязких нефтей и природных битумов.

Большая часть битуминозных месторождений и месторождений высоковязких нефтей требует применения энергосберегающих и инновационных методов и технологий глубинной добычи, разработка которых без глубоких знаний о составе и строении тяжелых углеводородных ресурсов трудноосуществима. Освоение тяжелых углеводородных ресурсов на сегодняшний день несомненно является приоритетной задачей для Российской Федерации, отвечающей высоким темпам ее социально-экономического развития.

Актуальность данной работы заключается в востребованности комплексного применения эффективных и современных технологий разработки, а также оборудования и методов для добычи тяжелых углеводородов.

Целью работы является: выбор и технологическое обоснование разработки залежей тяжелых углеводородов.

Для достижения цели были поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть сведения о тяжелых углеводородах.
2. Изучить технологии разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов.
3. Проанализировать эффективность применения методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи, особенности технологий разработки залежей тяжелых углеводородов.

4. Вывести критерии применимости как скважинного оборудования, так и технологий разработки в целом.

## 1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДАХ

В связи с растущим мировым потреблением нефти, качественных нефтепродуктов и экспортом больших объемов высоких сортов нефти происходит истощение ранее разведанных нефтяных месторождений. Поэтому характерной особенностью для современной нефтяной отрасли является увеличение доли трудноизвлекаемых запасов, к которым относятся высоковязкая нефть (ВВН) и природные битумы (ПБ).

В мире запасы тяжелых углеводородов превышают запасы легкой нефти. Если говорить о цифрах, то можно сказать, что доля высоковязкой нефти и природных битумов оценивается в количестве более 750 млрд. тонн.

Согласно отчету компании British Petroleum (BP Statistical Review of World Energy), на сегодняшний день во многих промышленно-развитых странах наблюдается тенденция к увеличению объемов добычи углеводородов [1]. При этом одним из перспективных направлений является разработка месторождений с тяжелой, сверхтяжелой нефти и природных битумов. На рисунке 1 отображены доли мировых запасов тяжелых углеводородов.

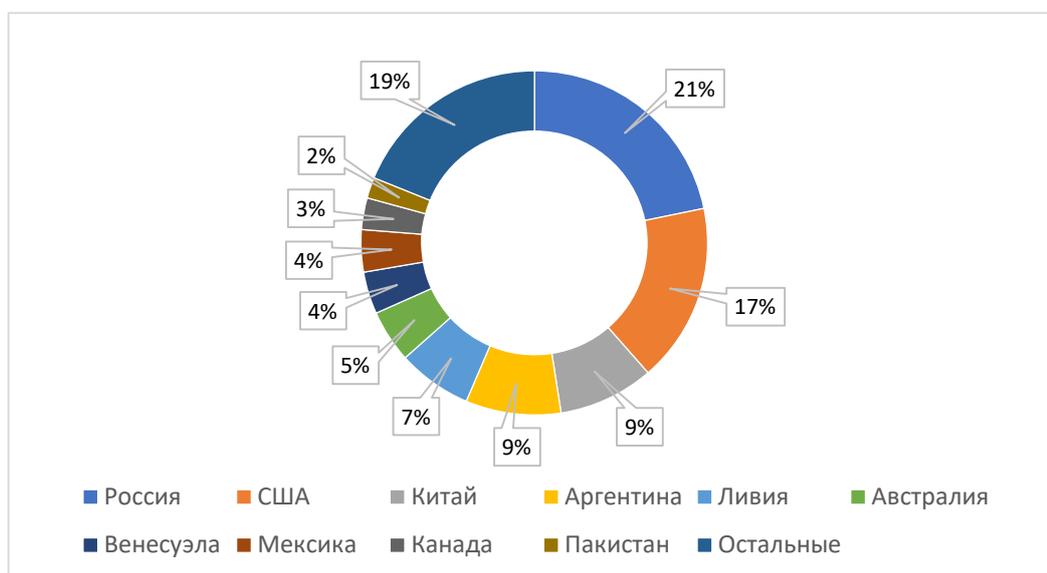


Рисунок 1 – Доля мировых запасов тяжелых углеводородов

В 2017 году представителями Министерства энергетики Российской Федерации была указана доля трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в размере 65% от общих запасов нефти, по некоторым подсчетам от 60 до 75 млрд. тонн [2].

Однако для введения в эксплуатацию таких месторождений и эффективного извлечения сырья необходимо модернизировать и адаптировать классические технологии разработки, осуществлять введение современных методов добычи в ответ на ряд технологических проблем.

### 1.1 Географическое распределение месторождений высоковязкой нефти и природных битумов

На рисунке 2 приведена основная концентрация бассейнов с высоковязкими нефтями, которая находится в европейской части России: Прикаспийский, Днепровско-Припятский, Волго-Уральский и Тимано-Печорский бассейны. Енисейско-Анабарский бассейн находится в восточной части Сибири, и он также знаменит своими залежами высоковязкой нефти [3].



Рисунок 2 – Распределение нефтегазоносных бассейнов по величине вязкости [3]

На рисунке 3 представлено процентное распределение высоковязких нефтей по регионам Российской Федерации. Анализируя процентное

соотношение можно сделать вывод, что преимущественно ВВН (более 70 %) расположены на территориях 5 субъектов: Пермская область (более 31 %), Татарстан (12,8 %), Самарская область (9,7 %), Башкортостан (8,6 %) и Тюменская область (8,3 %).

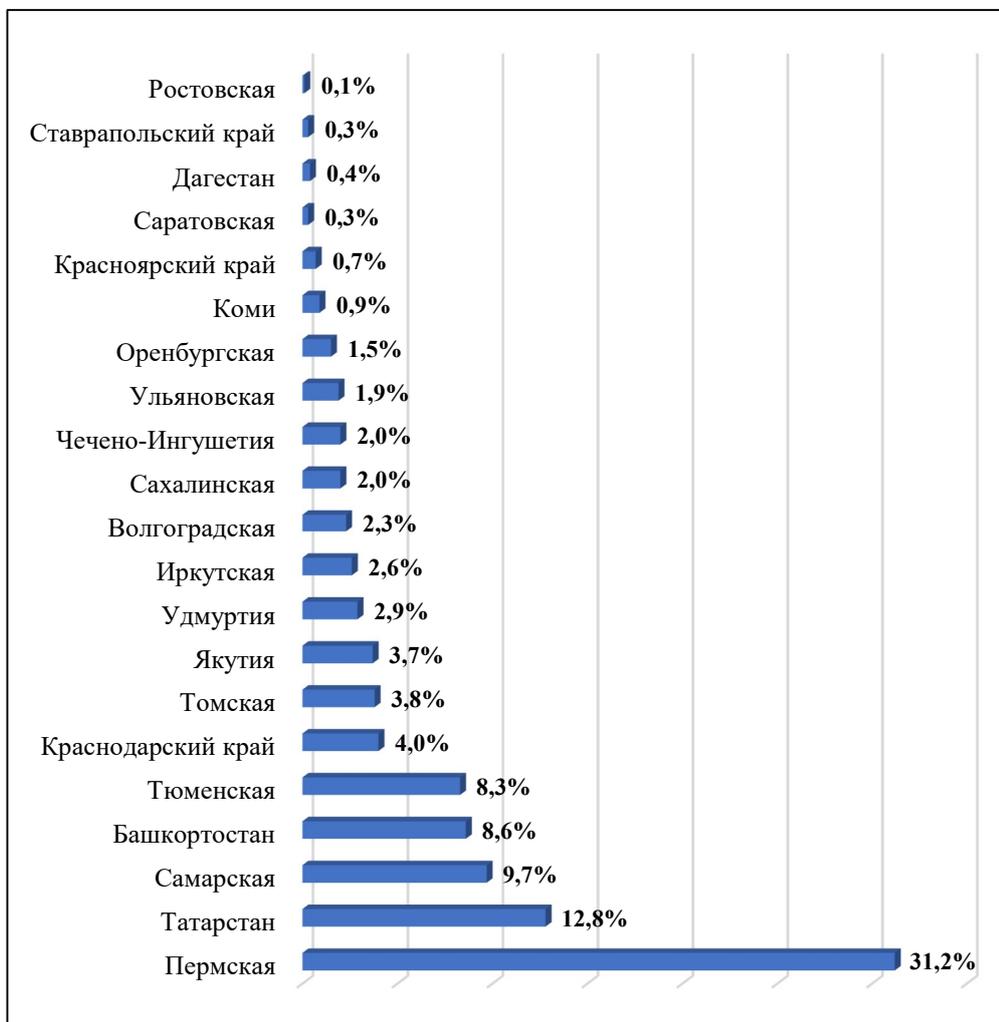


Рисунок 3 - Распределение высоковязких нефтей по регионам России

Опираясь на информацию из базы данных (БД) [4-8] о высоковязких нефтях, находящихся на территории Евразии и России в частности, рассмотрим зависимость распределения высоковязких нефтей по глубинам залегания залежей.

Проводя анализ распределения ВВН на территории Евразии по глубине залегания залежей, можно сделать вывод, что большая часть 59 % ВВН залегают на глубине 1000-2000 м, в меньшей степени 20,4 % и 17 % залежей приходятся на глубину до 1000 м и 2000-3000 м соответственно. То есть по Евроазиатскому

континенту преобладают залежи ВВН, залегающие на глубинах до 3000 м, оставшаяся часть распределяется на глубине свыше 3000 м. На рисунке 4 и 5 изображены диаграммы распределения ВВН на территории Евразии и России соответственно.

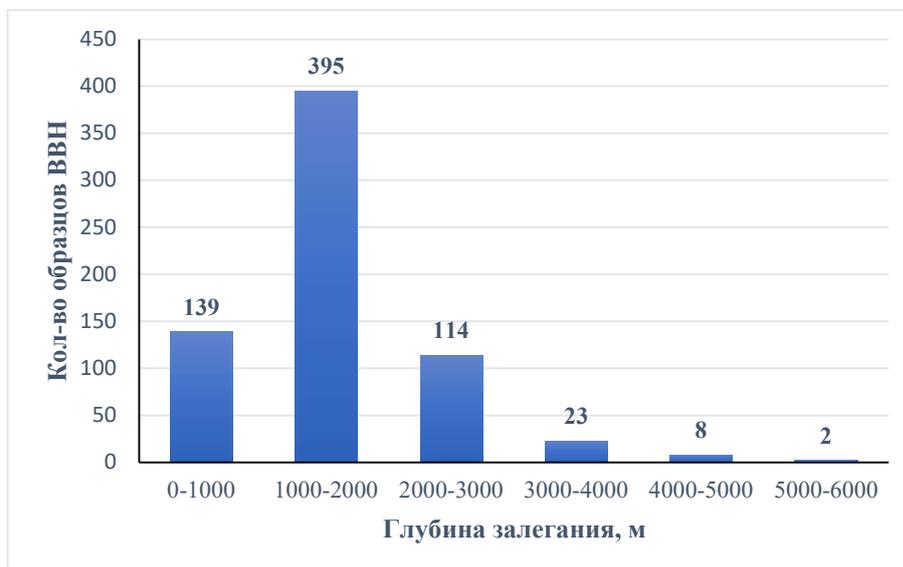


Рисунок 4 – Распределение ВВН на территории Евразии по глубине залегания залежей

Для российских ВВН больше всего (более 68 %) залегают на глубине от 1000 до 2000 м, как и в случае с ВВН Евразии. Исходя из диаграммы, изображенной на рисунке 5, большинство ВВН России (более 82 %) находится на глубинах до 2000 м и около 18 % – в интервале глубин от 2000 до 4000 м.

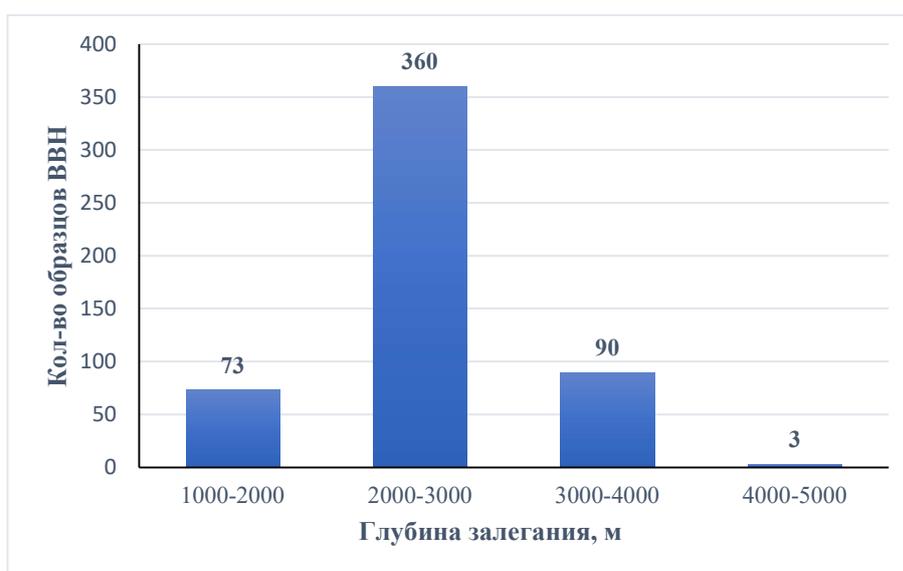


Рисунок 5 – Распределение ВВН на территории России по глубине залегания

Таким образом, анализируя глубину залегания ВВН, можно сделать вывод, что начиная с интервала глубины 1000-2000 м наблюдается тенденция увеличения количества залежей ВВН как на в России, так и на Евроазиатском континенте в целом.

## **1.2 Геологические особенности строения пластов с высоковязкими нефтями**

Зачастую высоковязкие нефти залегают на небольших глубинах в сложнопостроенных коллекторах, которые в свою очередь могут иметь обширную газовую шапку или подстилаться пластовой водой. Породы слабо сцементированы, что является основным фактором выноса механических примесей при эксплуатации скважин. Геологическое строение зачастую может быть сложным, обуславливается это тем, что пласты могут разделяться тектоническими разломами на блоки. Коэффициент расчлененности, который является одним из наиболее широко распространенных в промышленной геологии показателей неоднородности эксплуатационного объекта, больше 1. Проницаемость в таких пластах может изменяться в интервале от 3 мД до 2-3 Д [9].

В северных районах существенное влияние на эксплуатацию скважин при разработке залежей ВВН оказывает влияние зона многолетних мерзлых пород. Нефтяные месторождения, расположенные в зоне распространения вечномерзлых пород (ВМП), характеризуются аномально низкими пластовыми температурами, а также уменьшением среднего градиента давления, связанного с глубиной залегания.

Таким образом, сложнопостроенные коллектора с тяжелыми и высоковязкими нефтями, а также практически все нефтяные месторождения, находящиеся в зонах ВМП, подпадают под категорию месторождений с ТриЗ.

При движении вязкой нефти в пористой среде классический закон Дарси не выполняется. Для того чтобы «сдвинуть» жидкость необходимо преодолеть начальный градиент давления, который зависит от свойств и состава нефти,

коллектора. Большой коэффициент динамической вязкости вносит существенные особенности на процессы фильтрации и вытеснения высоковязкой нефти, что, оказывает существенное влияние на проектирование системы разработки, эксплуатацию скважин и на выбор методов повышения нефтеотдачи [10].

В связи с этим для каждого эксплуатационного объекта выбирается своя технология разработки, конструкция скважин и применяемое оборудование для эффективного извлечения тяжелого углеводородного сырья.

### **1.3 Физико-химическая характеристика высоковязких нефтей и природных битумов**

Высоковязкие нефти содержат ценные высокомолекулярные углеводороды и их соединения, которые используются в различных отраслях промышленности. В составе нефтей содержится большое количество асфальтенов, смол, что значительно превышает соответствующее количество этих компонентов в легких нефтях с малой вязкостью. Коэффициенты динамической вязкости в сотни раз превышают аналогичные параметры легких нефтей. Наличие тяжелых углеводородных соединений в составе нефтей ведет к значительному увеличению плотности, как в пластовых, так и в нормальных условиях.

Вязкость, наряду с плотностью, одно из важнейших технологических свойств нефти, определяющее ее подвижность в пластовых условиях для добычи или при транспортировке по магистральным нефтепроводам.

По вязкости определяют и рассчитывают следующие технологические параметры: подвижность нефти в пласте при ее добыче, скорость фильтрации в пласте, тип вытесняющего агента, мощность выкачивающего насоса, условия транспортировки по нефтепроводу и др. Зная вязкость нефти, можно примерно оценить ее состав [11]. Основная закономерность – увеличение вязкости с возрастанием молекулярного веса фракций. Чем нефть тяжелее, тем,

соответственно, больше в ее составе тяжелых фракций, и тем выше ее вязкость. Таким образом, высоковязкая нефть содержит в своем составе большое количество смолисто-асфальтеновых веществ, что делает переработку такой нефти более трудоемкой. Растворенный газ также оказывает влияние на вязкость: углеводородные газы в общем случае разжижают нефть, азот, наоборот, вязкость увеличивает.

Изменение вязкости пластовой нефти происходит, если:

- С увеличением молекулярного веса фракции, температурного интервала выкипания фракции, плотности, величина вязкости возрастает;

- Вязкость нефти уменьшается с повышением количества углеводородного газа, растворенного в ней и тем больше, чем выше молекулярная масса газа;

- При увеличении молекулярной массы углеводородного компонента от  $\text{C}_4\text{H}_{10}$  к  $\text{C}_4\text{H}_4$ , растворенного в нефти вязкость нефтей будет уменьшаться, за счет увеличения доли неполярных соединений;

- С увеличением молекулярной массы жидкого углеводородного компонента от  $\text{C}_5\text{H}_{12}$  и выше, растворенного в нефти, ее вязкость будет возрастать за счет увеличения доли полярных компонентов;

- Влияние плотности нефти на вязкость: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые;

- С увеличением количества азота, растворенного в нефти вязкость нефти в пластовых условиях будет возрастать.

Основные классификации пластовых нефтей представлены в таблицах 1-5.

Таблица 1 – Классификация пластовой нефти по вязкости [12]

<b>Типы нефтей</b>	<b>Вязкость нефти, мПа·с</b>
Незначительная вязкость	$\mu < 1$
Маловязкие	$1 < \mu < 5$
С повышенной вязкостью	$5 < \mu < 25$
Высоковязкие	$\mu > 25$
Сверхвязкие	$\mu > 35$

Таблица 2 – Классификация пластовой нефти по плотности [12]

<b>Типы нефтей</b>	<b>Плотность нефти, кг/м<sup>3</sup></b>
Супер легкая	До 780
Сверх легкая	780-820
Легкая	820-870
Средняя	870-920
Тяжелая	920-1000
Сверхтяжелая	более 1000

Таблица 3 – Классификация нефти по содержанию асфальтенов и смол [12]

<b>Типы нефтей</b>	<b>Содержание асфальтенов и смол</b>
Малосмолистые	До 5 %
Смолистые	От 5 до 15 %
Высокосмолистые	Более 15 %

Таблица 4 – Классификация пластовой нефти по содержанию парафинов [12]

<b>Типы нефтей</b>	<b>Содержание парафинов</b>
Малопарафинистые	До 1,5 %
Парафинистые	От 1,5 до 6 %
Высокопарафинистые	Более 6 %

Таблица 5 – Классификация пластовой нефти по содержанию серы [12]

<b>Типы нефтей</b>	<b>Содержание серы</b>
Малосернистые	До 0,6 %
Сернистые	От 0,6 до 1,8 %
Высокосернистые	От 1,8 до 3,5 %
Особо высокосернистые	Более 3,5 %

Исходя из классификаций можно сделать вывод, что тяжелыми нефтями считаются углеводородные жидкости с плотностью 920-1000 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью от 25 мПа·с, а природными битумами (сверхтяжелая нефть) – слаботекучие или полутвёрдые смеси преимущественно углеводородного состава с плотностью более 1000 кг/м<sup>3</sup> и вязкостью выше 10000 мПа·с. Вязкость в пластовых условиях для месторождений тяжёлой нефти варьируется от значения 20 мПа·с до величин вязкости близких к значениям природного битума 9000 мПа·с.

## 2 ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Существуют различные технологии разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов, которые различаются технологическими и экономическими характеристиками. Применимость той или иной технологии разработки обуславливается геологическим строением и условиями залегания пластов, физико-химическими свойствами пластового флюида, состоянием и запасами углеводородного сырья, климатогеографическими условиями и т.д.

Высокая вязкость нефти – фактор очень сильный и в большинстве случаев самый решающий по экономическим критериям. Все физико-химические методы, применяемые с обычным заводнением, экономически оправданы только при вязкости нефти менее 25-30 мПа·с. Заводнение горячей водой допускает более высокую вязкость (до 100-150 мПа·с) в высокопроницаемых пластах. Термические методы целесообразно применять при более высокой вязкости нефти, так как в этом случае достигается больший эффект снижения ее вязкости при нагреве. Однако при вязкости нефти более 500-1000 мПа·с и тепловые методы с обычной технологией становятся нерентабельными. При такой высокой вязкости нефти требуется очень плотная сетка скважин (менее 1-2 га/скв), что связано с большими затратами, расходами энергии и не всегда экономически оправдывается [13].

На сегодняшний день при разработке залежей ВВН широко используются скважины с горизонтальными окончаниями как нагнетательные, так и добывающие. Уплотнение сетки скважин также является одной из особенностей разработки залежей с высоковязкими нефтями. Выбор сетки скважин, размещение скважин обусловлен геологическим строением выбранного объекта разработки. В зависимости от глубины залегания и от вязкости добываемой нефти подбирают тип насосных установок для подъема ВВН, могут использовать как установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) и электровинтовых насосов (УВН), так и скважинных штанговых насосов (СШН) – наиболее

распространенный способ эксплуатации скважин с продукцией повышенной вязкости.

Помимо всех вышеперечисленных методов и способов разработки, нефтяные компании стараются также применять современное оборудование, которое в комплексе с технологиями и методов увеличения нефтеотдачи (МУН) увеличивают эффективность добычи высоковязких нефтей.

## **2.1 Технология нагнетания в пласт горячей воды**

В случаях высокой глубины залегания пласта, самым простым тепловым МУН будет нагнетание в пласт горячей воды. Гидродинамические методы заводнения включают не только управление движением агента вытеснения с помощью изменения режима работы нагнетательных и добывающих скважин, темпов нагнетания и отбора, внутрипластового воздействия по ограничению водопритоков, обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) и т.п., но и оптимизацию системы поддержания пластового давления.

Опыт применения технологий нестационарного заводнения (НЗ) на залежах ВВН небольшой. Оно основано на создании периодического воздействия на неоднородные пласты, при котором в продуктивных пластах создается нестационарное распределение пластового давления и возникает неустановившееся движение жидкостей и газа [9].

При использовании такого метода вода под большим давлением нагревается до температуры около 200 °С. При высоких значениях давления (25 МПа) энтальпия горячей воды, пара, горячей пароводяной смеси не отличается. При нагнетании горячей воды в коллекторе образуется температурный фронт, постепенно смещающийся в сторону фильтрации теплоносителя. Увеличение нефтеотдачи происходит за счёт снижения вязкости нефти и роста отношения подвижной нефти к воде [14]. Помимо этого, происходит расширение нефти в коллекторе и уменьшение поверхностно молекулярного взаимодействия.

Однако проблема горячего заводнения состоит в существенном отставании теплового фронта от фронта вытеснения нефти водой. Продвигаясь

изначально по насосно-компрессорным трубам (НКТ), а потом по продуктивному пласту, вода остывает, а значит, нефть сначала будет вытесняться холодной водой, а потом горячей. В итоге прирост нефтеотдачи будет скачкообразным. Вытеснение горячей водой хорошо работает в однородных пластах и на высоких температурах. Как только температура воды падает до 80-90°C, можно получить обратную реакцию: вязкость нефти становится достаточной, чтобы еще лучше пропитать капилляры породы, но недостаточной, чтобы покинуть их.

Залежи высоковязких нефтей характеризуются резким нарастанием эффекта от нестационарного заводнения и быстрым его снижением. Для поддержания эффекта НЗ на этих залежах необходимо часто изменять применяемую технологию.

### **2.1.1 Погружной нагреватель воды**

Приготовление горячих теплоносителей для закачки их в пласт может осуществляться как на поверхности, так и на забое нагнетательной скважины. В случае использования паровых или водогрейных котлов на поверхности неизбежны большие потери теплоты, а следовательно, и понижения температуры теплоносителя при его движении от устья скважины до забоя. Поэтому закачка теплоносителя в глубокие скважины вообще может быть неэффективной. Следовательно, присутствует необходимость в сокращении тепловых потерь при движении теплоносителя от устья к продуктивному пласту. Решение данной проблемы возможно при установке генератора теплоты непосредственно на забое нагнетающей скважины.

На рисунке 6 представлен нагреватель – современная разработка нагревателя так называемого погружного типа. В нем смесь газа с воздухом горит непосредственно в воде. Нагреватель устанавливается на забое скважины. В нем осуществляется контактный нагрев воды, подаваемой центробежным насосом. Образующийся в нагревателе шлам периодически удаляют из котла

продувкой. Нерастворимые газообразные продукты горения отделяются в специальном сепараторе и сбрасываются в атмосферу или используются для предварительного подогрева холодной воды. КПД погружных нагревателей достигает 0,92-0,95. В подогревателе поддерживается небольшое давление, создаваемое насосом, для транспортировки воды и недопущения ее вскипания. Воздух и газ в горелки подается в необходимой пропорции и количествах, зависящих от расхода воды и установленного режима работы [15].

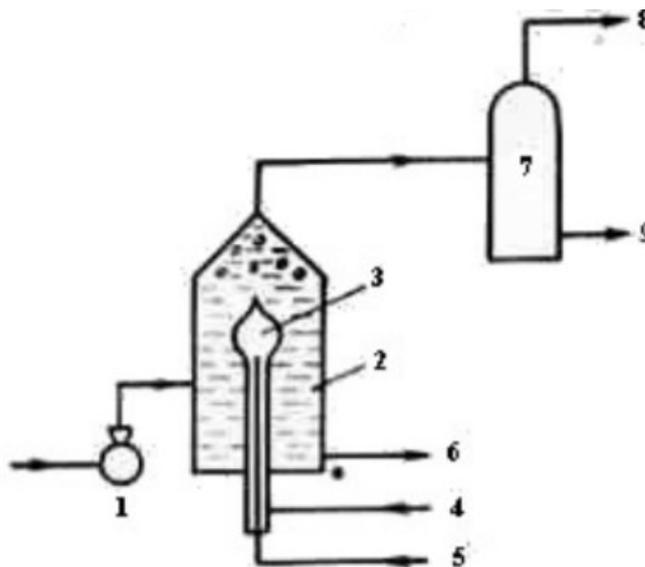


Рисунок 6 – Принципиальная схема нагревателя воды погружного типа [15]  
 1-Насос для подачи воды; 2-нагреватель; 3-пламя горелки; 4-подача воздуха для горения; 5-подача газа; 6-выброс шлама; 7-сепаратор для отделения газов; 8-сброс газов; 9-горячая вода к насосам высокого давления.

### **2.1.2 Использование подземных вод для заводнения. Межскважинная и внутрискважинная перекачка воды для нагнетания**

Существуют различные источники воды для организации системы поддержания пластового давления (ППД), гидродинамических и тепловых МУН. Помимо наземных источников можно использовать залежи, содержащие большое количество воды. Самым ярким примером подобных вариантов является использование для заводнения сеноманских вод в Западной Сибири. На значительной площади Западной Сибири присутствуют мощные сеноманские

отложения, обладающие высокой проницаемостью, способные обеспечить высокие дебиты скважин по воде (100-1000 м<sup>3</sup>/сут с одной скважины).

На территории Татарстана применяется технология использования подземных вод для заводнения Ромашкинского месторождения. Для применения таких технологий могут использоваться модификации техники заводнения: межскважинная перекачка (МСП), внутрискважинная перекачка (ВСП) [16]. МСП используется в технологии заводнения без обустройства кустовых насосных станций, когда из скважины, пробуренной на водоносный пласт целевым образом, или проектной добывающей, вскрывшей водоносный горизонт, добывают насосом воду, закачивая ее в другую скважину – нагнетательную. ВСП применяется в скважине, оборудованной по принципу одновременно-раздельной эксплуатации. На рисунке 7 изображена схема ВСП воды для заводнения.

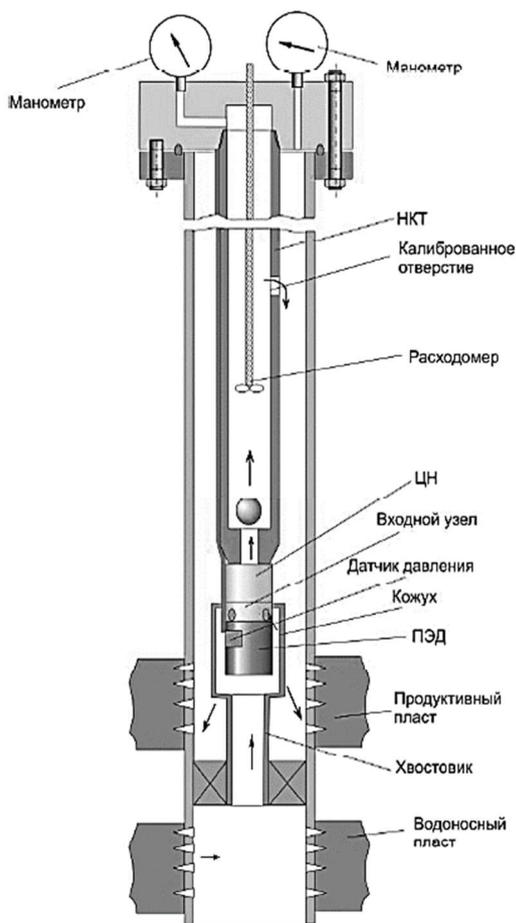


Рисунок 7 – Схема внутрискважинной перекачки воды для заводнения с использованием погружного ЭЦН [16]

При этом из одного пласта, чаще всего нижележащего, отбирается вода, а в другой, отсеченный от водоносного пласта пакером, она нагнетается. В этом случае, в отличие от МСП, в одной скважине совмещаются функции нагнетательной и добывающей по воде скважин, а также обеспечивается незамерзаемость подаваемой для заводнения воды в зимнее время.

Данную технологию использования подземных вод можно использовать также для разработки залежи ВВН – это геотермальное заводнение. Залежи высоковязких нефтей обычно залегают на таких глубинах, где начальная пластовая температура невелика. Если вязкие нефти находятся при низкой пластовой температуре, то даже небольшое её повышение (на 30-50 °С) может привести к существенному снижению вязкости нефти. При закачке в такие залежи воды, взятой с большой глубины, где температура больше, существенно увеличивается не только коэффициент вытеснения, но и коэффициент охвата заводнением.

### **2.1.3 Система разработки высоковязких нефтей**

Одной из основных характеристик разработки залежей тяжелых углеводородов является сетка скважин, а именно ее размещение. Под размещением скважин понимают сетку размещения и расстояния между скважинами, то есть плотность сетки.

Проблема оптимальной плотности сетки скважин, обеспечивающей наиболее эффективную разработку месторождений, была самой острой на всех этапах развития нефтяной промышленности.

От принятой сетки размещения скважин зависит годовая добыча нефти, жидкости, темпы их отбора; срок разработки месторождения, коэффициент извлечения нефти (КИН), скорость обводнения продукции скважин, динамика пластового давления и другие показатели [17]. Выбор схемы размещения добывающих и нагнетательных скважин по площади, определение их числа и взаимное расположение – основные задачи при разработке нефтяных месторождений. Эта задача решается комплексно с учетом геолого-физических

свойств пластов и флюидов (вязкость нефти, проницаемость, толщина, глубина залегания пласта, его неоднородность, наличие связи между законтурной и внутриконтурной зонами, величина месторождения и др.), технологических (режима работы залежи, система размещения скважин и расстояние между ними или плотность сетки, наличие закачиваемого агента), технических и экономических факторов. На рисунке 8 изображена принципиальная схема расположения нагнетающих и добывающей сетки скважин [19].

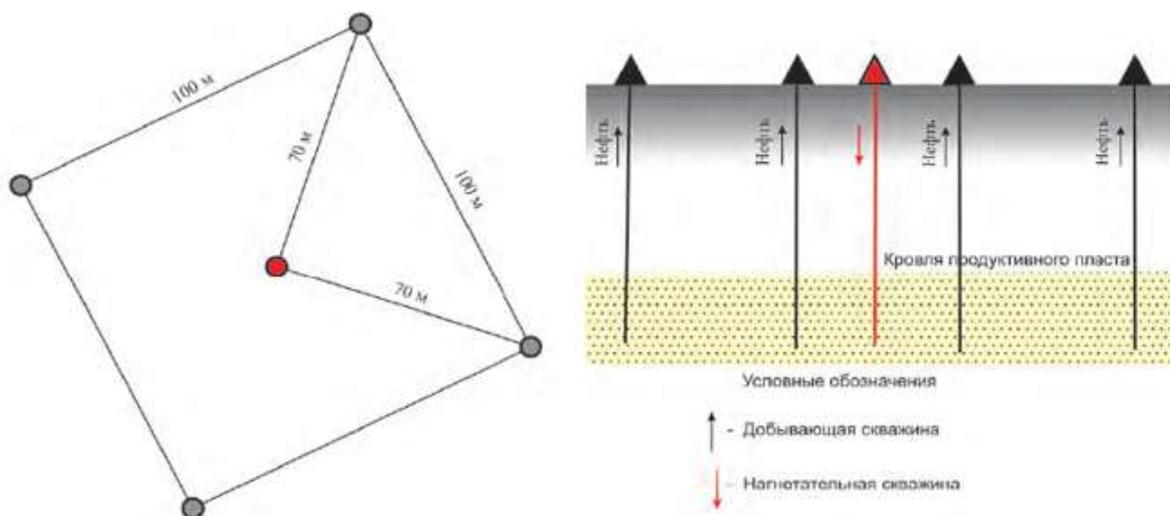


Рисунок 8 – Общий вид сетки размещения скважин [9]

Но все-таки, определяющими факторами при выборе плотности сетки скважин являются проницаемость пласта и вязкость нефти. При низкой проницаемости, высокой расчлененности и неоднородности пласта, при повышенной и высокой вязкости нефти (более 40 мПа·с) пласта выбирается более плотная сетка скважин.

При более плотной сетке скважин наблюдается, с одной стороны, повышение таких показателей, как годовые отборы нефти, жидкости, темпы их отбора, уменьшение продолжительности времени разработки и повышение КИН, с другой стороны – более быстрое обводнение продукции скважин и, самое главное, увеличение стоимости проекта.

В случае с разработкой залежей высоковязких нефтей плотность сетки скважин всегда стараются увеличивать. Это обусловлено не только неоднородностью продуктивных пластов и высокой вязкостью флюида, но и

уменьшением теплопотерь от теплоносителя. При нагнетании в пласт горячей воды используют сетки скважин с расстоянием до 70-200 м между нагнетательными и добывающими скважинами.

## **2.2 Технология нагнетания в пласт горячего пара**

Самым наиболее эффективным рабочим агентом, используемым для увеличения нефтеотдачи, является насыщенный водяной пар высоких давлений (8-15 МПа). Объем пара может быть в 25-40 раз больше, чем объем воды. Пар в состоянии вытеснить почти до 90 % нефти из пористой среды.

Основную долю эффекта вытеснения нефти (40-50 %) обеспечивает снижение вязкости, затем дистилляция нефти и изменение подвижностей (18-20 %) и в меньшей степени – расширение и смачиваемость пласта. С целью недопущения рассеивания тепла в окружающие породы для воздействия паром выбирают нефтяные пласты с достаточно большой толщиной (15 м и более) [20].

Вытеснение нефти паром – метод увеличения нефтеотдачи пластов, наиболее распространенный при вытеснении высоковязких нефтей. В этом процессе пар нагнетают с поверхности в пласты с низкой температурой и высокой вязкостью нефти через специальные паронагнетательные скважины, расположенные внутри контура нефтеносности. Пар, обладающий большой теплоемкостью, вносит в пласт значительное количество тепловой энергии, которая расходуется на нагрев пласта и снижение относительной проницаемости, вязкости и расширение всех насыщающих пласт агентов – нефти, воды, газа. На рисунке 9 изображено распределение температурных зон при нагнетании горячего пара в пласт [20].

1. Зона пара вокруг нагнетательной скважины с температурой, изменяющейся от температуры пара до температуры начала конденсации (400-200°С), в которой происходят экстракция из нефти легких фракций (дистилляция нефти) и перенос (вытеснение) их паром по пласту, то есть совместная фильтрация пара и легких фракций нефти.

2. Зона горячего конденсата, в которой температура изменяется от температуры начала конденсации ( $200^{\circ}\text{C}$ ) до пластовой, а горячий конденсат (вода) в неизотермических условиях вытесняет легкие фракции и нефть.

3. Зона с начальной пластовой температурой, не охваченная тепловым воздействием, в которой происходит вытеснение нефти пластовой водой.

4. Начальная зона пласта.

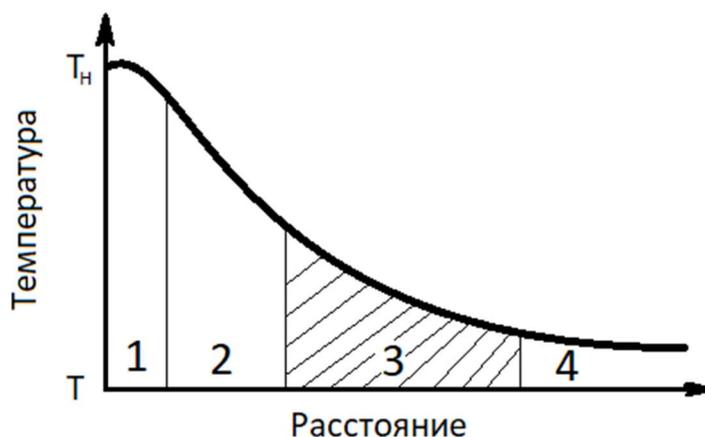


Рисунок 9 – Распределение температуры в пласте при паровом МУН

К недостаткам метода вытеснения нефти паром следует, прежде всего, можно отнести необходимость применения высококачественной чистой воды для парогенераторов, чтобы получить пар с насыщенностью 80 % и теплоёмкостью 5000 кДж/кг. В воде, питающей парогенератор, должно содержаться менее 0,005 мг/л твёрдых взвешенных частиц и полностью должны отсутствовать органические вещества (нефть, соли), растворённый газ (особенно кислород), а также катионы магния и кальция (нулевая жёсткость). Обработка воды химическими реагентами, умягчение, удаление газов, обессоливание требуют больших расходов, иногда достигающих 30-35 % от общих расходов на производство пара.

### 2.2.1 Пароциклическая обработка скважин

Циклическое нагнетание пара в пласты, или пароциклические обработки (ПЦО) 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 10 приведена схема пароциклической обработки скважины [22].

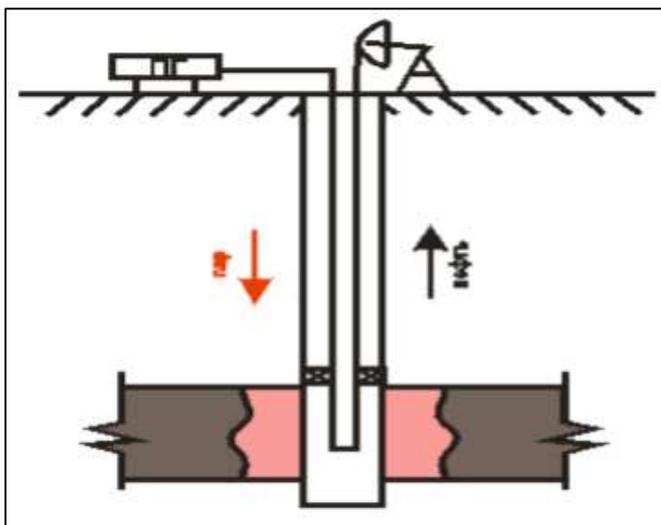


Рисунок 10 – Схема пароциклической обработки скважины [22]

Механизм процессов, происходящих в пласте, довольно сложный и сопровождается теми же явлениями, что и вытеснение нефти паром, но дополнительно происходит противоточная капиллярная фильтрация, перераспределение в микронеоднородной среде нефти и воды (конденсата) во время выдержки без отбора жидкости из скважин. При нагнетании пара в пласт он, естественно, внедряется в наиболее проницаемые слои и крупные поры пласта. Во время выдержки в прогретой зоне пласта происходит активное перераспределение насыщенности за счет капиллярных сил: горячий конденсат вытесняет, замещает маловязкую нефть из мелких пор и слабопроницаемых слоев в крупные поры и высокопроницаемые слои, то есть меняется с ней местами.

Продолжительность цикла закачки пара обычно составляет 10-20 суток и зависит от толщины обрабатываемого пласта и приёмистости скважины по пару.

Считается, что на 1 погонный метр нефтенасыщенного пласта необходимо закачать 100 т пара. 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. При высоких параметрах закачиваемого пара (более 200-250°C) для определения времени ввода скважины в эксплуатацию необходимо также учитывать термостойкость глубинно-насосного оборудования.

В результате ПЦО скважины её дебит по нефти увеличивается, как правило, в 3-5 и более раз, а продолжительность работы с повышенным дебитом может достигать 6-12 месяцев. После снижения дебита скважины по нефти до первоначального уровня, предшествующего ПЦО, проводят второй цикл. От цикла к циклу эффективность ПЦО снижается. Общее количество эффективных ПЦО может достигать 3-4. Эффективность ПЦО возрастает с увеличением пластового давления и толщины пласта [23].

ПЦО скважин используются не только для интенсификации добычи нефти, но и для повышения нефтеотдачи пласта, а также для регулирования процесса теплового воздействия на пласт. Традиционные технологии теплового воздействия на пласт реализуются в две стадии: на первой стадии проводятся ПЦО добывающих скважин, после чего, для вовлечения в процесс теплового воздействия всего пласта, переходят к площадной закачке пара в нагнетательные скважины и одновременному отбору нефти из окружающих добывающих скважин.

На залежах с аномально вязкой нефтью до перехода к площадной закачке пара проводят 1-2 ПЦО по нагнетательным скважинам с целью увеличения их приёмистости.

Наибольший опыт проведения ПЦО скважин в РФ накоплен на пермокарбоневой залежи Усинского месторождения, где ежегодно проводится

по 40-50 ПЦО. Следует отметить, что ПЦО вертикальных скважин, несмотря на их эффективность, не могут рассматриваться как самостоятельный вариант теплового воздействия, позволяющий значительно повысить нефтеотдачу пласта, особенно при больших расстояниях между скважинами. Опыт разработки залежи Усинского месторождения показывает, что даже массовое проведение ПЦО по всем скважинам, пробуренным на три эксплуатационных объекта, не позволит повысить нефтеотдачу пласта более 14-15% [22].

### 2.2.2 Технология площадной закачки пара

Технологии, основанные на площадной закачке пара, отличаются режимом теплового воздействия на пласт. На рисунке 11 представлена схема реализации площадной закачки пара [22].

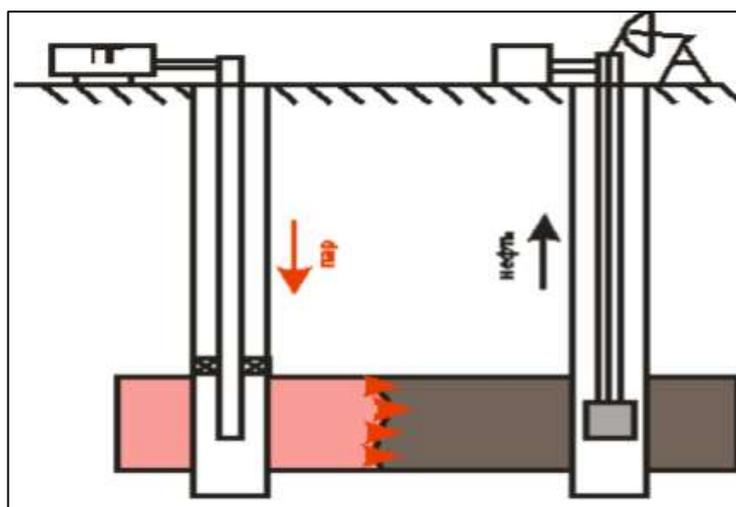


Рисунок 11 – Схема площадной закачки пара [22]

Непрерывное нагнетание в пласт теплоносителя может применяться в относительно однородных, не трещиноватых пластах. В завершающей стадии разработки таких пластов в целях сокращения энергетических затрат применяют технологию вытеснения нефти тепловыми оторочками, перемещаемыми ненагретой водой. Размер тепловой оторочки определяется расчётным путём и в зависимости от сетки скважин, толщины пласта и других геолого-физических параметров.

Однако, при разработке трещиноватых залежей, где закачиваемый агент прорывается в добывающие скважины по трещинам или другим аномально проницаемым зонам, непрерывное нагнетание теплоносителя, а также применение технологии вытеснения высоковязкой нефти тепловыми оторочками недостаточно эффективно. К таким залежам относятся, например, Ярегское месторождение и пермокарбоновая залежь Усинского месторождения.

В неоднородных и трещиноватых пластах применяется циклический режим закачки теплоносителя. Чередование циклов закачки теплоносителя с циклами остановки позволяет за счёт активизации капиллярных и термоупругих сил, а также энергии растворённого газа вовлекать в активную разработку низкопроницаемые пропластки, которые не охвачены процессом гидродинамического вытеснения. В результате достигается увеличение охвата и нефтеотдачи залежи. Такая технология термоциклического воздействия на трещиноватый пласт была подтверждена опытом разработки Ярегского и пермокарбоновой залежи Усинского месторождений.

Значительный интерес представляет опыт разработки Льяёльской площади Ярегского месторождения с поверхности. Пласт в районе опытного участка ОПУ-1 характеризуется экстремальными геолого-физическими условиями, осложняющими разработку: нефтенасыщенная толщина пласта – 10 м, вязкость нефти – до 20 тыс. мПа·с., пласт подстилается подошвенной водой. Изначально технологическая схема разработки месторождения строилась на традиционной технологии – площадной закачки пара в комбинации с ПЦО добывающих скважин. Однако попытки закачать пар в продуктивный интервал пласта оказались безуспешными.

Несмотря на применение плотных сеток скважин (0,25 га/скв) большинство скважин из-за высокого фильтрационного сопротивления пласта, насыщенного аномально вязкой нефтью, пар не принимали. На рисунке 12 изображена схема разработки Ярегского месторождения ВВН, где для решения данной проблемы была применена технология, которая включала в себя 2 стадии: предварительный прогрев пласта и вытеснение нефти [23].

*1 стадия – предварительный прогрев пласта через водоносный горизонт*

*2 стадия – вытеснение нефти из прогретого паром пласта*

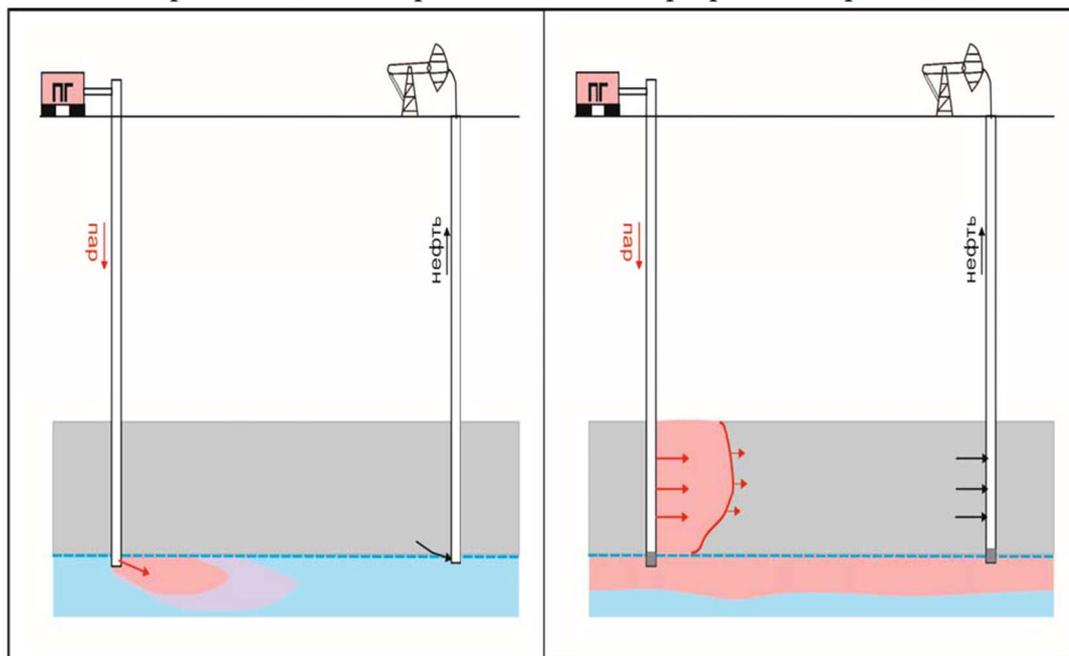


Рисунок 12 – Схема разработки месторождения Ярегское [23]

На 1-й стадии осуществляется теплопроводный прогрев пласта через водоносный горизонт. Затем после снижения фильтрационных сопротивлений нефтяного пласта осуществляется переход к классической схеме площадного вытеснения из него нефти. Традиционная технология дополнялась закачкой различных агентов, облагораживающих процесс теплового воздействия: щёлочи, азотсодержащих соединений, паровоздушной смеси и поверхностно-активных веществ (ПАВ) для создания в пласте пенных систем. В результате применения комбинированных технологий на участке площадью 6 га удалось получить нефтеотдачу 53% при накопленном паронефтяном отношении 5,6 т/т.

### **2.2.3 Технология парогравитационного дренирования**

Несмотря на накопленный опыт в области тепловых методов воздействия на пласты, для нефтяной промышленности России представляется крайне необходимым поиск и создание новых более совершенных технологий разработки трудноизвлекаемых запасов тяжелой нефти. Одной из таких технологий является переход на системы разработки месторождений с

применением горизонтальных скважин. Горизонтальные скважины в настоящее время широко используются в процессах добычи тяжелой нефти и природных битумов в США, Канаде и Венесуэле.

Основное преимущество горизонтальных по сравнению с вертикальными скважинами заключается в том, при разработке залежей с тяжелой нефтью, горизонтальные дренирующие скважины уменьшают величину перепада давления, что препятствует образованию конуса обводнения и ослабляет приток песка. Использование данной технологии повышает эффективность закачки пара – увеличивается объем пара, закачиваемого в пласт, что ведет к созданию максимально возможной площади прогрева продуктивного пласта и, соответственно, к увеличению площади дренирования скважины.

Механизм парогравитационного дренажа заключается в том, что при протекании процесса дренирования обратный поток в порах приводит к образованию стабильной 3–фазной системы. Приток нефти интенсифицируется эффектом поверхностного натяжения на «тонкопленочной» поверхности, который эффективно способствует фильтрации. Для поддержания гравитационного потока необходимо обеспечить полную связь фаз и постоянно поддерживать высокое давление. На рисунке 13 изображены процессы, протекающие в порах при парогравитационном дренаже [25].

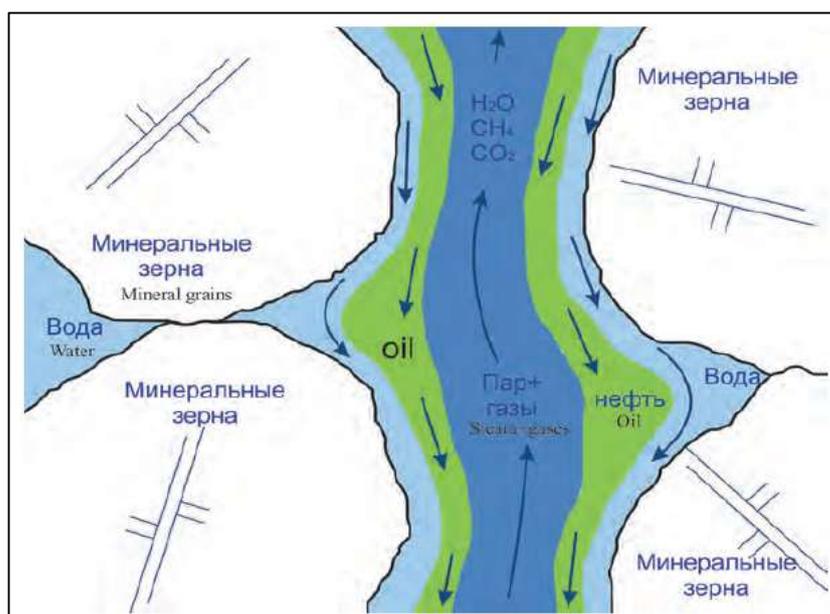


Рисунок 13 – Процессы в порах при парогравитационном дренаже [25]

Технология парогравитационного дренирования пласта представляет собой разбуривание пары горизонтальных скважин, расположенных в нижней части пласта одна над другой на расстоянии 5-10 м. Расстояние между парами скважин – 70 м. В верхнюю скважину непрерывно закачивается пар, из нижней отбирается нефть. В процессе закачки пара образуется паровая камера, которая постоянно во времени расширяется. На границе этой камеры пар конденсируется и вместе с нагретой нефтью под действием сил гравитации стекает к добывающим скважинам и далее откачивается на поверхность в случае отсутствия избыточного пластового давления. На рисунке 14 представлена схема разработки залежи ВВН на Ашальчинском месторождении [26].



Рисунок 14 – Схема добычи высоковязкой нефти на Ашальчинском месторождении [26]

Для подтверждения эффективности данной технологии рассмотрим ее применение компанией ОАО «Татнефть» на Ашальчинском месторождении.

Свою историю применения парогравитационный дренаж на Ашальчинском месторождении начинает с 2006 года, именно тогда ОАО «Татнефть» начало опытно-промышленные работы на Ашальчинском месторождении высоковязкой нефти с использованием горизонтальных скважин. В изначальной эксплуатации находились три пары горизонтальных скважин. На ранней стадии разработки за 2008 год таким способом было добыто 12 тыс. тонн сверхвязкой нефти. В настоящее время в разработке находится

залежь сверхвязкой нефти шешминского горизонта Ашальчинского месторождения. Суточный дебит скважин, вышедших на стабильный режим работы, равен 30-32 т. На 2017 год накопленная добыча на Ашальчинском месторождении составила более 1 млн т. Данные показатели разработки для залежей ВВН являются положительными [24].

На рисунке 15 изображена схема размещения горизонтальных скважин при парогравитационном дренировании пласта, которая была подтверждена и обоснована в результате опытно-промышленных разработок компанией ОАО «Татнефть», о которых говорилось ранее [17].

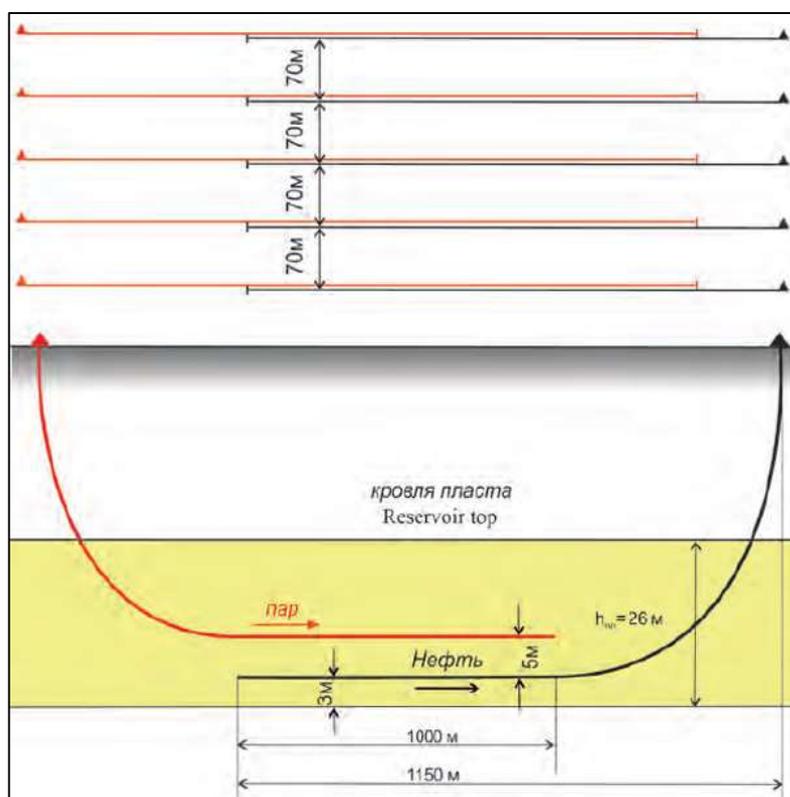


Рисунок 15 – Схема размещения скважин при термогравитационном дренировании пласта [17]

В качестве границы размещения парных скважин рекомендована эффективная нефтенасыщенная толщина песчаника 15 м. Расстояние между горизонтальными стволами скважин равное 5 м обеспечивает наименьший расход пара на добычу 1 т нефти и увеличивается тем самым степень нефтеизвлечения. Также определено оптимальное расстояние между скважинами 70 м. При меньших расстояния между скважинами происходили

прямые прорывы теплоносителя в добывающие скважины, при больших – значительно увеличивались паронефтяное отношение и сроки разработки. Кроме того, при классической схеме парного расположения горизонтальных скважин в нижней части пласта остаются участки, не вовлеченные в разработку, так как прогревается в основном кровельная часть пласта. Поэтому рекомендуется менять попеременно расположение нагнетательных и добывающих горизонтальных стволов, вследствие чего увеличивается охват и равномерно происходит прогрев пласта.

Применение более редкой сетки горизонтальных скважин при разработке залежей высоковязких нефтей компенсируется более высокими темпами и параметрами закачиваемого пара.

## **2.3 Комплексные технологии разработки залежей тяжелых углеводородов**

### **2.3.1 Комбинированная технология нагнетания в пласт пара с добавлением газа**

Одним из недостатков насыщенного водяного пара, как теплоносителя, является резкое сокращение его объёма при конденсации пара по мере движения его по пласту.

Перспективными направлениями повышения эффективности нагнетания пара в продуктивный пласт и ПЦО скважин является добавление порции газа к закачиваемому пару и использование при ПЦО химических реагентов.

Суть данной технологии заключается в том, что для повышения нефтеотдачи месторождений очень вязкой нефти к нагнетаемому пару добавляются неконденсирующиеся газы – азот, воздух, метан и др. Добавление газа приводит к изменению относительной проницаемости, способствует поддержанию давления, а также воздействует на высоковязкую нефть в результате растворения и химических реакций газа с её фракциями.

В качестве зарубежного опыта такой технологии разработки месторождений высоковязкой нефти, можно привести пример месторождения Тиа Хуана в Венесуэле, на котором испытывалась технология ПЦО с добавлением порций газа (в основном, природный и углекислый газы или азот). Рост извлечения нефти при нагнетании газа (при отношении газ-пар, равном 3,6 м<sup>3</sup>/т) приходился на момент, когда уровень добычи из данного месторождения становился очень низким; наилучшие результаты получены при нагнетании воздуха и метана. Одним из эффективных механизмов при нагнетании газа является ускоренное продвижение пара в зону горячей воды, что приводит к интенсификации прогрева пласта при одинаковом количестве введённого в пласт тепла по сравнению с закачкой одного пара [20].

Необходимо отметить, что добавление газа к закачиваемому теплоносителю может привести и к негативным последствиям: из-за большой разницы в значениях вязкости газа и жидкости возможны опережающие прорывы газа по высокопроницаемым зонам.

### **2.3.2 Нагнетание в пласт пара с пенообразующими добавками**

Существует еще одна комбинированная технология нагнетания горячего пара, которая применяется при разработке месторождений высоковязкой нефти. Основная идея этой технологии заключается в закачке в пласт термостойких пенообразующих ПАВ вместе с паром для предотвращения преждевременных прорывов пара по высокопроницаемым каналам. С целью выбора эффективных термостойких пенных систем для изоляции высокопроницаемых зон пласта были проведены экспериментальные исследования различных пенных композиций для условий Усинского и Ярегского месторождений и определены оптимальные составы пен для применения в промысловых условиях [23].

Стабилизирующими добавками в пенных растворах служат карбоксиметил-целлюлоза (КМЦ), метасиликат натрия, карбонат натрия. В качестве электролитов используются хлористый кальций и бишофит.

С целью выравнивания теплового фронта путём временной блокировки зон прорыва пара на участке ОПУ-1 Лыяэльской площади Ярегского месторождения была проведена технологическая операция по закачке в скв. № 45 пенной системы, состоящей из таллового мыла, метасиликата натрия и бишофита. Стоит отметить, что выбранные реагенты характеризуются достаточной термостойкостью.

В скв. № 45 было закачено 1500 л таллового мыла, состоящего из 300 л таллового масла, 30 кг технической соды и 1170 л воды, 800 кг метасиликата натрия и 300 кг бишофита. Итоговое соотношение компонентов пенной системы: таллового мыла – 6%, метасиликата натрия – 3%, бишофита – 1,5%. Закачка пенной системы производилась с помощью агрегата ЦА-320М в 7 приёмов. Одновременно с закачкой раствора в скважину, производили подачу сжатого воздуха с расходом около 3 м<sup>3</sup>/мин.

В процессе закачки пенной системы давление на устье скважины возросло с 0,5-1,0 до 2,5-5,0 МПа. Это свидетельствует о том, что приёмистость скважины в результате блокировки зон высокой проницаемости уменьшилась примерно в 3 раза. После закачки пенной системы скважину ввели под закачку пара с давлением нагнетания 3,0 МПа.

Показатели разработки скважины № 45 приведены на рисунке 16, из которого видно, что, несмотря на повышенное давление нагнетания в течение первых двух месяцев, увеличение добычи нефти не отмечено. Лишь спустя три месяца после начала закачки пара начался резкий рост добычи нефти [26].

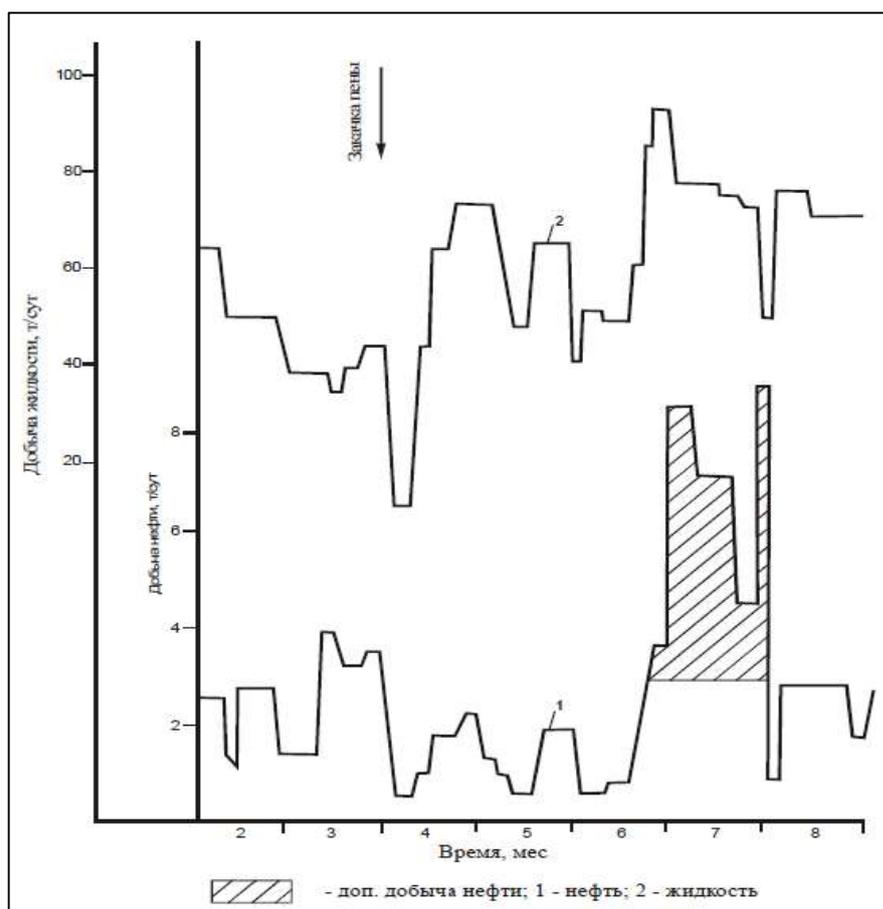


Рисунок 16 – Результаты закачки пенной системы на скв. № 45 [26]

Данные результаты можно объяснить тем, что из-за пеноблокировки произошло перераспределение фильтрационных потоков в пласте. В технологической документации о разработке Ярегского месторождения говорится о том, что была впервые зафиксирована реакция добывающих скважин 49 и 55, которые ранее не реагировали. В июле значительно улучшилась работа скв. 41. В результате этого добыча нефти по скважине № 45 в июле возросла в 3-4 раза. В августе добыча нефти по элементу начала снижаться. Такой результат был получен из-за окончательного разрушения пенного состава, что привело к ухудшению работы скв. № 49 и 55. В итоге дополнительная добыча нефти на скважинах составила 155 т [26].

Таким образом, на основании проведённых работ по временной пеноблокировке высокопроницаемых зон пласта по скв. №45, можно сделать следующие выводы:

1. Регулирование процесса теплового воздействия путём временной блокировки выработанных зон пласта пенными системами приводит к временному эффекту, который продолжается до 3-4 месяцев. В дальнейшем роза фильтрационных потоков восстанавливается и для выравнивания теплового фронта необходима повторная блокировка выработанных зон.

2. Для повышения эффективности регулирования процесса теплового воздействия целесообразно применять более стабильные составы (например, гелеобразующие).

На месторождении Мидуэй-Сансет в Калифорнии паровые пены используются при пароциклических обработках скважин десятки лет. Данным методом обработано тысячи скважин. В качестве ПАВ используются оксиалкилированные амины, которые стабильны при температуре до 260°C. Эти ПАВ действуют не только как отклонители, способствуя увеличению охвата пласта паром, но и как реагенты, снижающие межфазное натяжение.

К недостаткам пенных систем относятся их недостаточная стабильность, а также необходимость для генерации пенных систем в течение длительного времени закачивать в пласт пенообразующие агенты совместно с газовой фазой. Кроме того, состав включает большое количество реагентов (не менее трёх).

### **2.3.3 Нагнетание горячего пара и растворителя**

Высокий интерес представляет применение углеводородных растворителей в комплексных технологиях термохимических обработок призабойной зоны пласта. Процесс обработки ПЗП с помощью комбинирования растворителя и пара представлен на рисунке 17 [27].

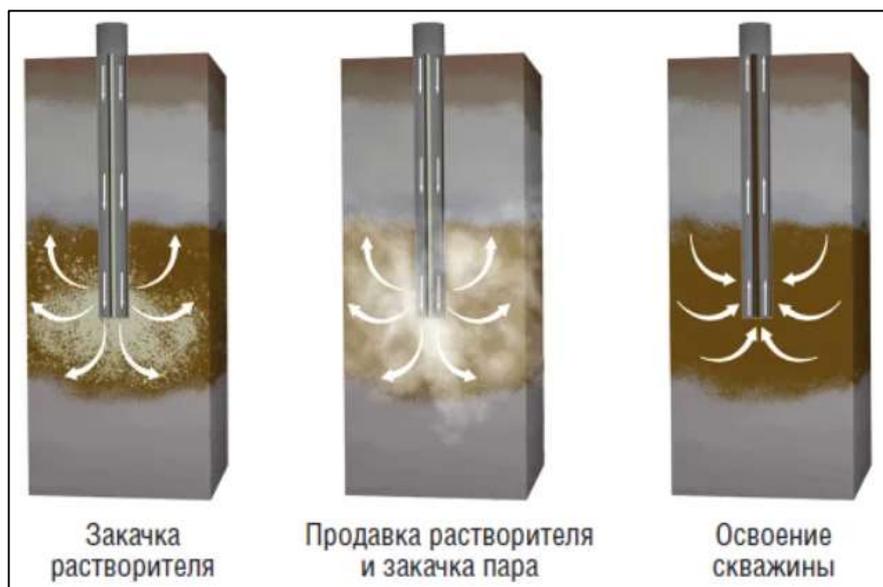


Рисунок 17 – Процесс обработки призабойной зоны пласта вертикальной скважины растворителем и паром на залежи с высоковязкой нефтью [27]

Такой метод позволяет увеличить приемистость и темп закачки пара, за счет наиболее эффективного растворения асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) и дополнительного снижения вязкости нефти в ПЗП [28]. В результате химическое воздействие растворителем и последующее паротепловое воздействие оказывают усиливающий эффект на дополнительную добычу ВВН.

На рисунке 18 представлены результаты гидродинамического моделирования применения комплексной термохимической обработки призабойной зоны (ОПЗ) растворителем и паром на одном из месторождений ВВН Волго-Уральской нефтегазоносной провинции [29].

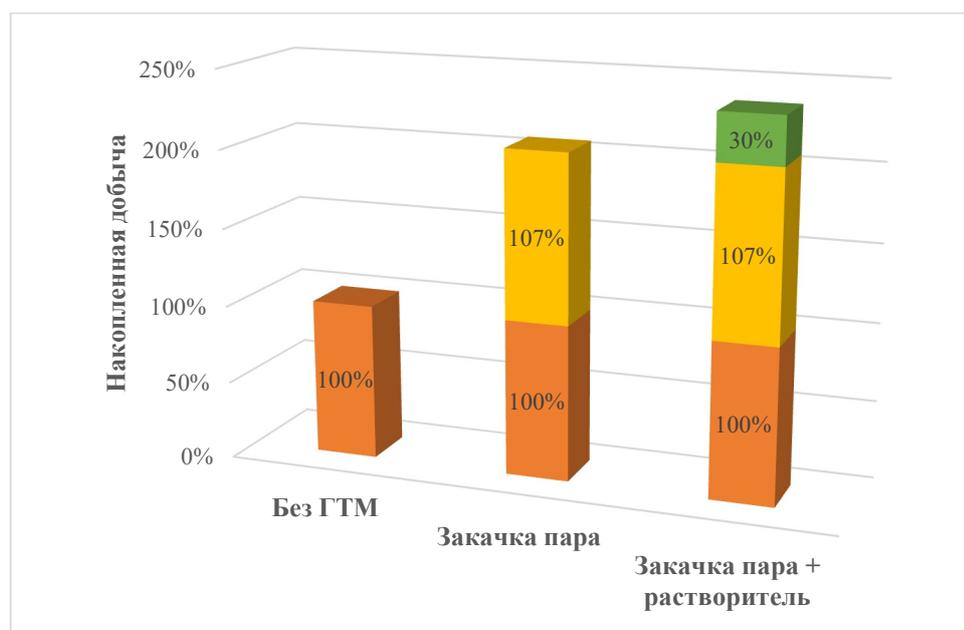


Рисунок 18 – Пример результатов моделирования применения комплексной технологии обработки призабойной зоны пласта вертикальной скважины растворителем и паром на объекте с высоковязкой нефтью

В результате можно сделать вывод, что применение углеводородного растворителя в комплексе с тепловой обработкой призабойной зоны пласта паром позволит использовать преимущества химического и термического воздействия.

## 2.4 Вариации используемых типов насосов при разработке залежей высоковязких нефтей

Практическое применение различных типов насосов, а именно скважинных штанговых, электровинтовых и электроцентробежных рассмотрим на примере разработки пермо–карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения.

Основной особенностью работы насосного оборудования на пермо-карбоновой залежи обусловлены свойствами добываемой высоковязкой нефти и в совокупности применяемыми технологиями добычи. Основная часть залежи разрабатывается на естественном упруговодонапорном режиме. Часть скважин находится в зоне паротеплового воздействия (ПТВ) [30]. Также для

интенсификации добычи нефти проводятся ПЦО добывающих скважин. Большое разнообразие условий работы добывающих скважин (интервал температур от 25 до 150 °С, интервал дебитов по жидкости от 10 до 100 м<sup>3</sup>/сут) ставит условие необходимости применения большого спектра насосов для их эксплуатации.

Рассмотрим применимость известных типов насосов для подъема высоковязких нефтей.

Установки электроцентробежных насосов предназначены преимущественно для высокодебитных скважин. Погружной электродвигатель (ПЭД) охлаждается добываемой жидкостью, при уменьшении притока, блокировании насоса газом происходит перегрев электродвигателя и выход его из строя. С ростом вязкости откачиваемой жидкости КПД и напор УЭЦН падают, а потребляемая мощность растет. При откачке обводненной нефти образуется стойкая эмульсия, более вязкая, чем нефть в пластовых условиях. Применяемые в настоящее время УЭЦН могут работать при величинах вязкости жидкости не более 350 мПа·с, (вязкость нефти в пластовых условиях до 80 мПа·с), при этом подача падает до 0,7 от подачи на воде, а потребляемая мощность возрастает в 1,7 раза [31].

К положительным особенностям УЭЦН при эксплуатации скважин с высоковязкой нефтью относят нагрев продукции теплом от двигателей, что вызывает некоторое снижения вязкости откачиваемой жидкости. Целесообразное использование УЭЦН является в эксплуатации высокодебитных скважин с ВВН, имеющих высокую температуру, и, следовательно, невысокую вязкость.

Установки электровинтовых насосов (УЭВН) с погружным электродвигателем предназначены для добычи нефти повышенной вязкости и газосодержания. Установка состоит из насоса, соединенного с погружным электродвигателем, гидрозащиты, ПЭД, кабельной линии, станции управления и трансформатора. Компоновка аналогична ЭЦН. Производительность у винтового насоса не регулируется. Насос объемного типа, рабочие органы –

стальной однозаходный винт и двухзаходная обойма, обрешиненная изнутри. Винт, вращаясь в обойме, совершает сложное планетарное движение. За один оборот винта замкнутые полости, имеющие винтообразную форму, перемещаются с заключенной в них средой на один шаг обоймы в осевом направлении в сторону нагнетания. При вращении винта непрерывно открываются и замыкаются полости, образуемые винтом с обоймой. По температурному диапазону среды установки подразделяются на 4 типа: до 30 °С, от 30 до 50 °С, от 50 до 70 °С и до 90 °С. Эксплуатация винтового насоса при температуре выше или ниже лежащих значений приводит либо к значительному ухудшению параметров насоса, либо к преждевременному выходу из строя.

Основными недостатками винтовых насосов с погружным электродвигателем являются: сложность эластомеров для изготовления обойм, узкий диапазон условий, в котором обеспечивается длительная работа эластомера до отказа и чувствительность эластомера к высокому давлению и абразивному износу.

Подъем жидкости установками скважинных штанговых насосов – самый распространенный способ эксплуатации скважин, продукция которых имеет повышенную вязкость. Основные трудности заключаются в обеспечении движения штанговой колонны вниз и снижении надежности работы штанговой колонны из-за увеличения нагрузок в точке подвеса штанг. По данным К.Р. Уразакова серийное оборудование обеспечивает подъем на поверхность жидкости с вязкостью до 600 мПа·с, но уже при худших технологических и экономических показателях [32].

Если говорить о работе насосного оборудования при проведении ПТВ и ПЦО в скважинах, то можно сделать вывод, что у насоса, работающего в зоне ПТВ межремонтный период будет больше, а соответственно наработка будет выше, чем у насоса, работающего на скважине с естественным режимом. В случае проведения ПЦО скважины, эксплуатация одним типом насосного оборудования невозможна, так как температура и соответственно вязкость нефти являются меняющимся параметром во времени. Следовательно, после

проведения ПЦО скважины необходимо спускать штанговый глубинный насос, так как его технические характеристики позволяют работать с более высокой температурой и обводненностью, то есть его гарантийная наработка значительно больше, в сравнении с УЭВН. После работы СШН можно вводить в эксплуатацию УЭВН, но только при том условии, что температура после ПЦО была снижена до технически разрешенной рабочей температуры для УЭВН.

## **2.5 Применение теплоизоляционных лифтовых труб при разработке залежей высоковязких нефтей**

Проблема образования парафинов в колонне НКТ является одним из основных осложнений, возникающих при добыче высоковязкой нефти. На скорость парафинизации и толщину отложений влияет множество факторов: длина и диаметр колонны лифтовых труб, геотермический градиент ствола скважины, рабочее давление, вязкость нефти.

Одним из главных факторов является понижение температуры нефти при ее движении от пласта к устью скважины в результате потери теплоты через стенки труб скважины в окружающие породы.

Другая, наиболее сложная проблема при применении паротеплового МУН – сокращение потерь теплоты через обсадные колонны нагнетательных скважин, которые в обычных условиях достигают 3-4 % на каждые 100 м глубины скважины. При больших глубинах скважин (1000 м и более) потери теплоты в нагнетательных скважинах могут достигать 35-45 % и более от поданной на устье скважины, что сильно снижает экономическую эффективность процесса [34].

Комплексным решением данных проблем является применение термоизоляции как на паронагнетательных, так и на насосно-компрессорных трубах. В качестве термоизоляции может выступать технология теплоизоляционных лифтовых труб (ТЛТ).

На нефтяных скважинах Уренгойского НГКМ проводились испытания различных способов уменьшения теплопотерь и предупреждения и ликвидации

асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). В результате применения на скв. № 20135 опытной партии ТЛТ размером 114x73 мм со спуском подвески в интервале 02000 м был повышен на 30 % средний дебет нефти газлифтной эксплуатации, практически исключились тепловые обработки и в четыре раза сократились скребковые операции.

Для сохранения температуры флюида, выходящего из скважины, была установлена в начало выкидной линии электронагревательная секция ТЛТ. В продолжение нагнетательной линии и в качестве лифтовой колонны применены обычные ТЛТ с вакуумной теплоизоляцией без нагрева.

На рисунке 19 представлен комплекс оборудования, в том числе ТЛТ, для добычи высоковязкой нефти и борьбы с парафиновыми отложениями [33].

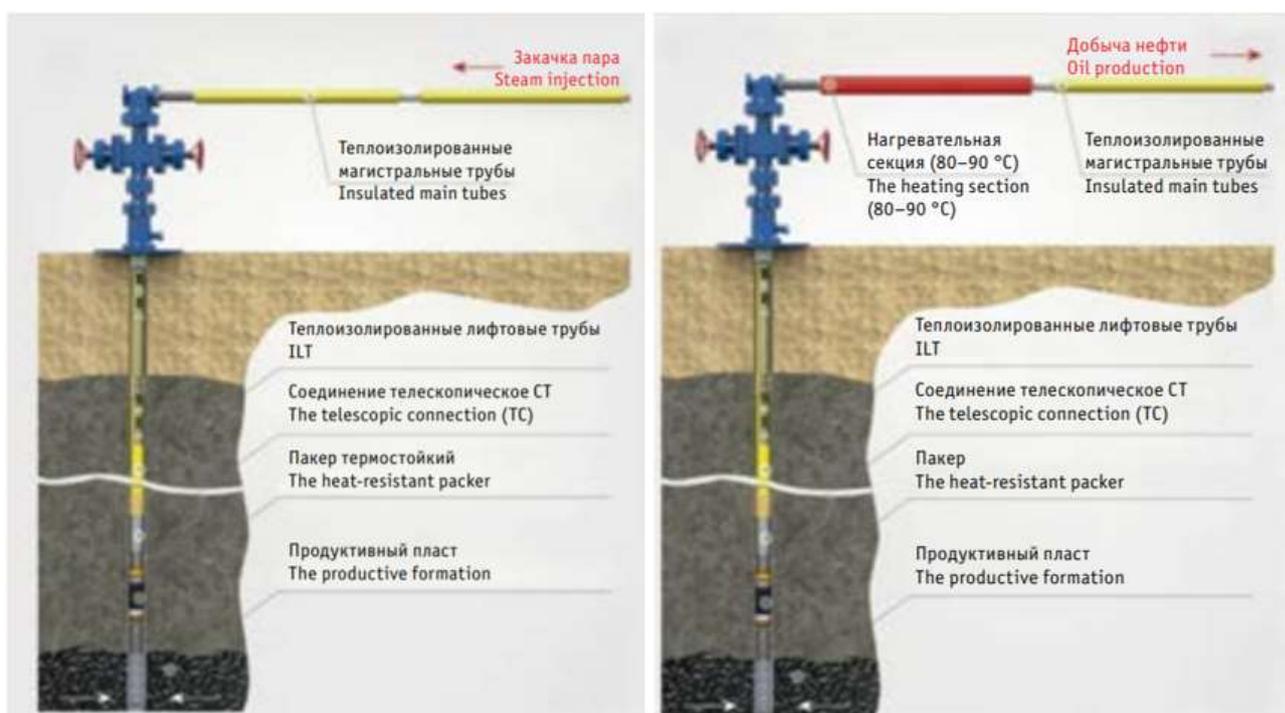


Рисунок 19 – Схема использования ТЛТ при нагнетании пара и добычи высоковязкой нефти [33]

## 2.6 Комплексный метод обогрева нефтяных скважин с вязкими и парафинистыми нефтями, предотвращение образование АСПО

Проблема образования АСПО в нефтедобывающих скважинах известна давно. Она связана с тем, что при понижении температуры и разгазировании

флюида, поднимающегося по НКТ, нефть теряет способность растворять содержащиеся в ней парафин и смолы.

При добыче высоковязкой парафинистой нефти в верхней части скважины на стенках НКТ происходит отложение парафина и смол. Из-за этого поперечное сечение НКТ сужается, возрастает сопротивление движению жидкости, увеличивается нагрузка на насос.

Образование АСПО приводит к таким негативным факторам как [35].:

- сокращение добычи нефти;
- неэффективное использование нефтяных ресурсов;
- преждевременный выход из строя дорогостоящего оборудования;
- сокращение межремонтного периода оборудования;
- ухудшение технико-экономических показателей месторождений.

Учитывая возрастающее значение добычи тяжелых нефтей, предотвращение образования АСПО в НКТ сегодня является одной из ключевых технологий эффективной добычи нефти.

Для решения данной проблемы в настоящее время используются следующие методы [36]:

- обработка скважин химическими реагентами;
- очистка от отложений механическими скребками;
- тепловая обработка.

Каждый из данных способов имеет свои преимущества и недостатки. Но наиболее эффективным способом тепловой обработки является обогрев ствола скважины электрическим нагревательным кабелем.

Системы кабельного электрообогрева скважин используются на нефтяных месторождениях России с начала 2000-х годов. Основная задача таких систем – обеспечить поддержание температуры движущегося флюида выше температуры выпадения парафина.

Как правило для обогрева скважин используются двух- или трехжильные резистивные кабели постоянной мощности. Длина таких нагревательных

кабелей подбирается с большим запасом, мощность тепловыделения кабеля определяется только теплостойкостью изоляции кабеля. На рисунке 20 изображена схема расположения нагревательного кабеля при эксплуатации залежи СШН [37].

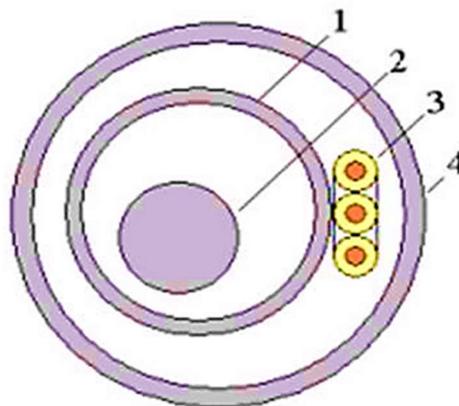


Рисунок 20 – Схема расположения нагревательного кабеля в поперечном сечении скважины с использованием скважинного штангового насоса [37]  
1-НКТ; 2-насосная штанга; 3- греющий кабель; 4-обсадная колонна.

Так как с изменением глубины спуска НКТ изменяются соответственно теплопотери, следовательно обогрев скважины с линейной и постоянной мощностью по всей длине приводит к большому энергопотреблению.

Оптимальным с точки зрения энергопотребления является решение, когда система обогрева работает только в той зоне, где температура флюида в обычных условиях опускается ниже температуры выпадения парафина, а нагревательный кабель имеет переменное тепловыделение по глубине скважины.

Данная технология нашла применение на Курмышском месторождении. Принцип работы греющего кабеля заключается в обогреве внутреннего пространства НКТ. Располагают кабель снаружи вдоль НКТ, от насоса до устья скважины. При этом его использование не зависит от типа механической добычи. На рисунке 21 представлена схема распределения температуры при работе в скважине нагревающего кабеля [37].

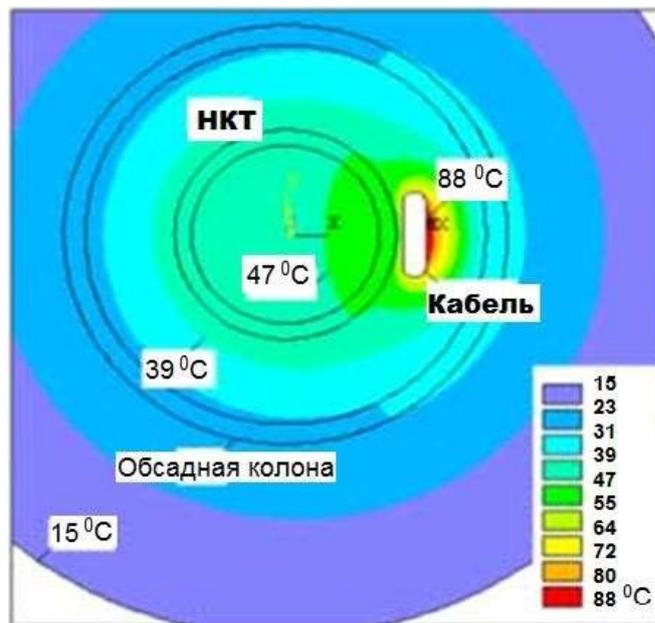


Рисунок 21 – Схема распределения температуры нагрева кабелем в поперечном сечении скважины с использованием электроцентробежного насоса [37]

На рисунке 22 представлен общий вид выхода нагревателя через лубрикатор (месторождение Курмышское) [37].



Рисунок 22 – Общий вид выхода нагревателя через лубрикатор [37]

Результаты применения нагревательного кабеля «Терм–1» на скважине №8511 на Курмышском месторождении представлены в таблице 6 [38]. Вязкость нефти до внедрения греющего кабеля была более 5000 мПа·с, температура пластовой нефти 22 °С, что не позволяло вести добычу с данной скважины даже винтовыми насосами. После внедрения греющего кабеля вязкость нефти снизилась до 219 мПа·с при 38 °С.

Таблица 6 – Эффективность применения греющего кабеля [37]

Вязкость нефти, мПа·с		Дебит жидкости, м <sup>3</sup> /сут		Дебит нефти, т/сут	
При t = 22 °С	При t = 38 °С	До внедрения технологии	После внедрения технологии	До внедрения технологии	После внедрения технологии
5000	219	0,2	1,7	0,17	1,52

Исходя из результатов можно сделать вывод, что применение нагревательного кабеля не только эффективно борется с АСПО, но и за счет уменьшения вязкости нефти увеличивает суточный дебит на скважине. Что положительно влияет не только на добычу флюида, но и увеличивает межремонтный период скважинного и промыслового оборудования.

### **3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО КОМПЛЕКСНОМУ ПОДХОДУ К РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ ТЯЖЕЛЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ**

На сегодняшний день темпы потребления углеводородного сырья находятся на высоком уровне, что способствует истощению запасов легкой нефти. В итоге перед нефтяной промышленностью встает задача разработки запасов высоковязких нефтей и природных битумов. Распространение месторождений трудноизвлекаемого сырья в мире достаточно широкое. Наряду с Россией активной деятельностью по разработке залежей тяжёлых углеводородов ведется в таких странах как США, Китай, Аргентина, Ливия, Австралия и других. В Российской Федерации география тяжелых нефтей распространена, но преобладающим районом по разработке является европейская часть страны.

Высоковязкие нефти и природные битумы по своему химическому составу являются уникальными, так как в своем составе содержат ценные гетероорганические соединения (нафтеновые кислоты, сульфокислоты, простые и сложные эфиры), уникальные компоненты (металлопорфирины, ванадий, никель), которые могут служить источником катализаторов, сенсбилизаторов, органических полупроводников. Свое применение они находят в медицине, биотехнологиях, химии, микро и нано–электротехнике.

Обычно коллекторы месторождений высоковязких нефтей характеризуются довольно высокими емкостными свойствами. Значения пористости могут лежать в пределах от 20 до 45 %. При этом для коллекторов характерна расчленённость, значительная неоднородность фильтрационных свойств: проницаемость может изменяться в интервале от 3 мД до 2-3 Д. Очень часто месторождения высоковязкой нефти представляют собой сложную многопластовую систему, в которой могут находиться флюиды, отличные друг от друга по реологическим свойствам.

Залежи тяжёлых углеводородов встречаются на всех диапазонах глубин от 500 м и свыше 3500 м. Наиболее значимые по запасам месторождения расположены в диапазонах глубин 1000-2000 м.

Извлекаемые запасы нефти можно увеличить путем рационального размещения скважин на залежи с учетом геологического строения пластов. Эффективность эксплуатации залежи улучшается путем воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) скважин с целью увеличения их дебитов, вытеснения высоковязкой нефти и выравнивания профиля притока нефти.

Выбор конкретного метода нефтеотдачи и его эффективность зависит от геологического строения залежи и ее изученности, фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) коллектора, от технологий, примененных с начала разработки, темпов отбора и закачки флюидов. На каждом разрабатываемом эксплуатационном объекте подбирают индивидуальные методы с учетом всех вышеперечисленных параметров.

Критерии применимости методов определяют диапазон благоприятных физических свойств флюидов и пласта, при которых возможно эффективное применение метода или получение наилучших технико-экономических показателей разработки. Эти критерии определены на основе обобщения опыта его применения в различных геолого-физических условиях, а также использования широких теоретических и лабораторных исследований, анализа технико-экономических показателей применения метода.

Наиболее эффективными технологиями разработки залежей ВВН признаются тепловые или так называемые термические методы. За всю историю нефтяной промышленности они успели себя зарекомендовать за счет простоты и из-за комплексного воздействия не только на добываемый флюид, но и продуктивный пласт. Особенность применения тепловых методов состоит в том, что наряду с гидродинамическим вытеснением нефти повышается температура в залежи. Образуется дополнительный тепловой фронт вытеснения нефти. Повышение температуры нефти, воды и породы приводит к снижению вязкости нефти, изменению отношения подвижностей нефти и воды, к изменению относительных проницаемостей, остаточной нефтенасыщенности, к испарению легких фракций, происходит тепловое расширение коллектора (изменяется пористость, объем заполняющих его флюидов, т.е. насыщенность).

Критерии применимости тепловых методов делятся на три группы:

- геолого-физические (строение и свойства коллектора, свойства пластовых флюидов и др.);
- технологические (сетка скважин, система и параметры воздействия, система контроля и регулирования процесса и др.);
- технические (наличие соответствующего оборудования, источников воды и энергии, состояние фонда скважин).

Особое значение имеет первая группа критериев, которые не поддаются регулированию и являются определяющими при выборе системы разработки и метода воздействия. Поэтому при проектировании тепловых методов особое внимание необходимо уделять объёму и качеству информации о геологическом строении и геолого-физической характеристике пластовых систем. В большинстве случаев главной причиной неэффективного применения тепловых методов на залежах высоковязкой нефти является недостаточный учёт основных особенностей геолого-физической характеристики объекта.

Чем ниже пористость, тем меньше содержание нефти в 1 м<sup>3</sup> породы и тем больше тепла расходуется на добычу 1 т нефти. Считается, что пористость должна быть не менее 10%. Проницаемость определяет темп ввода тепла в пласт. Чем выше темп ввода тепла, тем меньше доля теплопотерь по стволу нагнетательных скважин и в окружающие породы.

Толщина пласта должна быть не менее 6 м и не более 30 м. Объясняется это тем, что при толщине пласта меньше 6 м становятся недопустимыми большие доли теплопотерь в окружающие породы. В то же время при очень большой толщине пласта возрастает отрицательная роль гравитационного фактора, за счёт которого пар распространяется по верхней части пласта, что снижает охват пласта процессом теплового воздействия. Считается, что глубина пласта при применении паротепловых методов должна быть не более 1200-1500 м.

Очень сильно на закономерности и эффективность процессов теплового воздействия влияет характер неоднородности залежи: с уменьшением коэффициента песчаности и увеличением расчленённости повышаются

потери тепла на прогрев непродуктивных интервалов и снижается охват пласта процессом. Особо следует отметить большую роль трещиноватости пластов, с одной стороны, наличие трещин приводит к опережающим прорывам пара в добывающие скважины, что снижает охват пласта, но с другой стороны, при разработке залежей аномально вязких нефтей и особенно битумов только благодаря наличию трещин удаётся обеспечить необходимые темпы ввода тепла в пласт.

Кроме того, еще одним фактором, влияющим на целесообразность применения таких методов как нагнетание горячей воды, закачка пара и все варианты исполнения паротеплового метода (ПЦО, парогравитационный дренаж, комбинированные технологии с нагнетанием газа вместе с паром, добавлением пенообразующих добавок и растворителей) является сохранение ценных компонентов в высоковязких нефтях и природных битумах во время добычи полезного ископаемого. Например, при внутрислоевом горении теряется не только часть нефти, но и при выгорании нефти происходит потеря ванадия от 36 до 75 % и других ценных компонентов в частности; при паротепловом методе воздействия потери ценных компонентов не превышают 10–15 %.

Однако не все российские нефтяные компании гонятся за трудноизвлекаемыми углеводородами с целью получения прибыли, так как разработка таких месторождений бывает убыточной, несмотря на государственную поддержку. Однако некоторые компании имеют приоритетным направлением разработку именно таких месторождений («Лукойл», «Татнефть», «Удмуртнефть» и др.).

Разработка месторождений высоковязких нефтей в России актуальна как никогда. Однако для добычи нетрадиционных ресурсов требуются колоссальные инвестиции и, что еще важнее, новые технологии, к внедрению которых стремятся всего несколько вышеперечисленных компаний. Принятые государством поправки в Налоговый кодекс устанавливают льготы на добычу полезных ископаемых при освоении месторождений тяжелых и высоковязких

нефтей, но в 2021 году действие этих льгот приостановилось. Добыча сверхвязкой и высоковязкой нефти требует применения дорогостоящих методов, таких, как строительство шахт, горных выработок и горизонтальных скважин, закачки пара для доведения показателя вязкости до уровня традиционной нефти.

Для республики Коми данный вопрос крайне важен, так как высоковязкая и сверхвязкая нефть составляет больше половины от текущих извлекаемых запасов. В 2004-2012 годы инвестиции ПАО "ЛУКОЙЛ" в освоение Ярегского месторождения и пермокарбоновой залежи Усинского месторождения были на уровне 22 млрд руб. в год, после введения особого налогового режима, с 2013 по 2020 год, они выросли в 10 раз. Компания больше половины своих инвестиций в Коми направляла в развитие именно этого дорогостоящего направления. В результате годовая добыча трудноизвлекаемой вязкой нефти в республике к 2021 году выросла более чем в два раза [39]. Соответственно, увеличились и налоговые отчисления, количество рабочих мест, сформировался мультипликативный эффект для других отраслей промышленности. И в результате эксплуатация месторождений становится низкорентабельной и инвестиции в будущем будут под угрозой.

Достижению рентабельности разработки месторождений ВВН возможно лишь в случае установления таких льгот по всему технологическому коридору, который проходят «тяжелые нефти», – кроме добывающих компаний льготы должны получить нефтеперерабатывающие заводы, перерабатывающие тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы и битуминозные пески.

Основное развитие направления разработки высоковязких нефтей и природных битумов должно включать в себя следующие работы:

– изучение накопленного отечественного и зарубежного опыта по разработке месторождений тяжелых углеводородов;

- анализ и разработку рациональных методов добычи ВВН и повышение нефтеотдачи для максимального извлечения всех полезных компонентов;
- применение комбинированных методов и технологий разработки залежей ВВН;
- введение в эксплуатацию современных технологий и оборудования для борьбы с осложнениями АСПО, например теплоизоляционных труб, нагревающих кабелей и различных нагревательных систем, которые направлены не только на температурное понижение вязкости флюида, но и предотвращение тепловых потерь;
- рациональное использование различных типов насосов в зависимости от температуры, агрессивности среды, давления и вязкости нефти, что приведет к увеличению не только темпа отбора и накопленной добычи нефти, но и межремонтного периода оборудования.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7П	Зылеву Сергею Александровичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 2,1 млн руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	В соответствии с налоговым кодексом Российской Федерации. Общий налоговый режим.

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, Проведение SWOT- анализа.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение текущих затрат на проведение теплового МУН (нагнетание горячей воды)
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

- Карта сегментирования рынка услуг;
- Оценка конкурентоспособности технических решений;
- Матрица SWOT;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности технологии;
- Диаграмма Ганта.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	1.04.2021
---	-----------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7П	Зылев Сергей Александрович		

## **4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

На сегодняшний день при проведении любого научного исследования необходимо кроме выявления его научной новизны и вклада в развитие отрасли, кроме проведения технических расчётов и разработки новых технических и технологических решений, которые позволяют улучшить параметры процесса или установки, ещё и рассмотреть выполняемую работу с точки зрения финансового менеджмента.

Цель расчетов в работе: экономическая оценка проведения теплового метода увеличения нефтеотдачи, а именно нагнетание в продуктивный пласт горячей воды. В свою очередь экономическая оценка данного МУН отвечает критерию достижения максимального экономического эффекта от вытеснения и интенсификации нефти и получения прибыли за счет дополнительной добычи при соблюдении требований экологии и охраны окружающей среды.

Экономическая эффективность проекта выражается в расчете прибыли от дополнительной добычи нефти. При этом учитываются все затраты: затраты на материалы, затраты на работу спецтехники, эксплуатационные затраты, затраты на капитальный ремонт скважины, затраты на амортизацию оборудования, налоговые исчисления.

Таким образом, целью данного раздела является экономическое обоснование предлагаемых мероприятий, т. к. только на основании экономических показателей, таких как показатель экономического эффекта, прибыль от реализации продукции, период окупаемости можно судить об экономической эффективности предлагаемых мероприятий. Численные значения этих показателей дают нам полное представление об экономической эффективности предлагаемых мероприятий, позволяют определить превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой затрат, совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат, определить период окупаемости проекта.

#### 4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование [40].

В случае исследования технологии тепловых МУН будем рассматривать рынок на основе сравнения этой технологии с другими третичными методами: газовыми и физико-химическими. Сегментирование рассмотрим по двум параметрам: по глубине залегания залежи и по вязкости нефти.

Таблица 7 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от глубины залежи

		Третичные МУН		
		Тепловые	Газовые	Физико-химические
Глубина залегания залежи	до 1000 м			
	1000-2000 м			
	более 2000 м			

– МУН применяется       – МУН не применяется

Таблица 8 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от вязкости нефти

		Третичные МУН		
		Тепловые	Газовые	Физико-химические
Вязкость нефти	Средневязкие (5-25 мПа·с)			
	Высоковязкие (> 25 мПа·с)			
	Сверхвязкие (>30 мПа·с)			

– МУН применяется       – МУН не применяется

По приведенным таблицам можно сделать вывод, что тепловые МУН среди остальных имеют малый диапазон применения по глубине залегания залежи, но свое применение они также находят в разработке месторождений средневязкой, высоковязкой и сверхвязкой нефти.

Как уже говорилось ранее, запасы тяжелых высоковязких нефтей значительно превышают запасы обычной (легкой) нефти, в связи с истощением легкоизвлекаемых запасов природной горючей жидкости. Тепловые МУН способны эффективно справляться с высоковязкими нефтями и поэтому применение тепловых МУН становится более актуальной задачей для нефтяной отрасли.

#### 4.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для её будущего движения, а также помогает вносить коррективы в научное исследование на основе сравнения изучаемой технологии с конкурирующими. Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [40]:

$$K = \sum V_i \cdot B_i \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 9 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		БТ	БГ	БФ/Х	КТ	КГ	КФ/Х
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Дополнительная добыча	0,15	5	4	5	0,75	0,60	0,75
2. Удобство использования	0,05	2	4	3	0,10	0,20	0,15
3. Необходимое кол-во обслужив. персонала	0,05	2	3	3	0,10	0,15	0,15
4. Риск аварии	0,15	3	4	3	0,45	0,60	0,60
5. Сложность технологии	0,05	3	3	2	0,15	0,15	0,10
6. Зависимость от конкретных условий	0,08	2	4	4	0,16	0,32	0,32
7. Негативный эффект на дальнейшую добычу	0,12	4	3	4	0,48	0,36	0,48

Экономические критерии оценки эффективности							
8. Стоимость переоборудования	0,07	2	3	3	0,14	0,21	0,21
9. Стоимость обслуживания технологии	0,08	3	4	5	0,24	0,32	0,40
10. Себестоимость добываемой нефти	0,15	2	4	4	0,30	0,60	0,60
11. Конкурентоспособность технологии	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
<b>ИТОГО</b>	1	33	39	40	3,12	3,66	3,91

где, Т – тепловые МУН; Г – газовые МУН; Ф/Х – физико-химические МУН.

Таким образом, по таблице 9 можно сделать вывод, что основными особенностями для теплового метода воздействия являются:

Технические критерии оценки ресурсоэффективности – дополнительная добыча нефти;

Экономические критерии оценки эффективности – конкурентоспособность (тепловые МУН – наиболее эффективный метод воздействия на высоковязкую нефть среди других третичных методов увеличения нефтеотдачи).

### 4.3 Технология QuaD

Суть метода QuaD заключается в расчете средневзвешенных показателей оценки коммерческого потенциала разработки и оценки качества разработки. При этом оценка производится по стобальной шкале.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле [40]:

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

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;  $V_i$  – вес показателя (в долях единицы);  $B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по технологии QuaD представлена в таблице 10.

Таблица 10 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1. Дополнительная добыча	0,15	85	100	0,85	12,75
2. Удобство в использовании	0,05	50	100	0,50	2,50
3. Необходимое кол-во обслужив. персонала	0,05	45	100	0,45	2,25
4. Риск аварии	0,15	45	100	0,45	6,75
5. Сложность технологии	0,05	50	100	0,50	2,50
6. Зависимость от конкретных условий	0,08	30	100	0,30	2,40
7. Негативный эффект на дальнейшую добычу	0,12	80	100	0,80	9,60
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
8. Стоимость переоборудования*	0,07	40	100	0,40	2,80
9. Стоимость обслуживания технологии	0,08	55	100	0,55	4,40
10. Себестоимость добываемой нефти	0,15	45	100	0,45	6,75
11. Конкурентоспособность технологии	0,05	90	100	0,90	4,50
<b>Итого</b>	1	-	-	-	57,2

Значение  $P_{\text{ср}}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования [40]. В данном случае, значение  $P_{\text{ср}}$  оказалось равно 57,2, что говорит о том, что перспективность разработки – средняя. Из этого значения можно сделать вывод о количестве необходимых в проект инвестиций.

Помимо этого, технология QuaD позволяет рассмотреть различные особенности термического метода воздействия, понять, на что уделить внимание, какие параметры установок развивать.

#### 4.4 SWOT – анализ

SWOT представляет собой комплексный анализ любого научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он проводится в несколько этапов.

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта [40].

После того, как все четыре области SWOT были сформулированы, наступает следующий этап анализа.

Второй этап состоит в выставлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды [40].

Таблица 11 – Интерактивная матрица проекта для сильных сторон

Сильные стороны проекта							
		C1	C2	C3	C4	C5	C6
Возможности проекта	B1	+	+	-	+	-	0
	B2	-	+	-	+	-	-
	B3	+	-	-	-	-	+
	B4	-	-	-	-	-	+
	B5	+	+	-	+	-	0
Угрозы проекта	У1	+	+	-	-	-	0
	У2	-	+	0	-	0	-
	У3	0	0	-	+	+	-
	У4	0	+	-	-	-	+
	У5	+	+	-	+	-	+

Далее приведены результаты анализа таблицы 11, по которым можно определить направление реализации НИ: B1C1C2C4, B5C1C2C4.

После полученных данных следует третий этап SWOT-анализа. Он заключается в совмещении первых двух этапов, а его результаты представляются в виде итоговой таблицы SWOT-анализа.

Таблица 12 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p><b>Сильные стороны НИ:</b>                      С1. Высокая эффективность при разработке залежей нефтей с высокой вязкостью;                      С2. Высокая конкурентоспособность;                      С3. Наличие государственных льгот при разработке залежей нефтей высокой вязкости;                      С4. Набирающая популярность технологии за счёт сокращения количества легкодоступной нефти;                      С5. Наличие на рынке труда квалифицированного персонала;                      С6. Наличие ряда разнообразных типов данного метода.</p>	<p><b>Слабые стороны НИ:</b>                      Сл1. Высокая себестоимость добываемой нефти;                      Сл2. Узкая применимость каждого типа данной технологии (по геолого-технологическим условиям);                      Сл3. Сложность и малое удобство технологии;                      Сл4. Высокий риск аварии в случае, если не проведено достаточное количество исследований и моделирований;                      Сл5. Требуется дополнительные агрегаты – переоборудование кустовой площадки и фонтанной арматуры*;                      Сл6. Дорогостоящее переоборудование для использования технологии сильно увеличивает срок окупаемости;</p>
<p><b>Возможности:</b>                      В1. Появление дополнительного спроса на данную технологию;                      В2. Осуществление дополнительных НИ в данной сфере (см. С4);                      В3. Использование современных материалов и научных достижений для нивелирования слабых сторон технологии**;                      В4. Использование данной технологии для разработки баженовской свиты;                      В5. Удешевление себестоимости добываемой тепловыми методами нефти за счёт дополнительного снижения налогов на нефть высокой вязкости.</p>	<p>За счёт снижения в мире запасов легкодоступной нефти нефтяная отрасль обратит свой взор на нефть высокой вязкости, при добыче которых данная технология наиболее эффективна; При увеличении спроса на данную технологию возможно проведение дополнительных исследований, которые смогут нивелировать имеющиеся недостатки; Помимо этого, за счёт явления, описанного в предыдущем пункте, государство может снизить налоги на нефть высокой вязкости, что приведет в росту исследований в изучаемой сфере.</p>	<p>Использование новых материалов для перекрытия недостатков технологии повысит как срок окупаемости, так и себестоимость нефти, в то время, когда они и так высоки.</p>
<p><b>Угрозы:</b>                      У1. Увеличение конкуренции за счёт переспециализации технологий-аналогов на добычу нефтей высокой вязкости;                      У2. Сложившаяся из-за пандемии 2020 года ситуация на рынке нефти;                      У3. Переход на альтернативные источники энергии;                      У4. Разработка кардинально новой технологии, которая будет экономичнее и эффективнее изучаемой;                      У5. Ограничения на экспорт новых разработок в исследуемой области ввиду политической ситуации.</p>	<p>Большая база данных технологии в сфере добычи нефтей высокой вязкости не позволит быстро вытеснить тепловые методы с рынка в случае появления других технологий; Разработка новых технологий требует денег и времени, при этом совершенствование уже имеющейся технологии, показавшей высокую эффективность при добыче вязких нефтей кажется более рациональной идеей.</p>	<p>Узкая специализация не позволит в перспективе конкурировать данной технологии с технологиями-аналогами, которые начнут занимать рынок высоковязких нефтей; Низкая рентабельность разработки залежей изучаемой технологией может стать причиной появления альтернативных источников энергии; Проблемы, связанные с установками для проведения технологии могут привести к появлению совершенно других устройств для добычи нефтей высокой вязкости.</p>

Таким образом, проведённый SWOT-анализ помогает определить дальнейший вектор развития работы и структуру проекта. Например, по таблице

12 можно сделать заключение, что ввиду уменьшающегося количества легкодоступной нефти будет расти спрос на трудноизвлекаемую нефть. Однако тепловые методы требуют значительных материальных затрат, а также исследований перед применением, что говорит о необходимости не широкого распространения уже имеющихся устаревших технологий, а о внедрении новых методов и установок. Такой вариант развития событий позволит распространить тепловые МУН и использовать уже существующие методы для добычи не только для высоковязких нефтей, но и для других осложненных условий добычи.

#### **4.5 Экономическая эффективность проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт**

В данном разделе будет рассмотрена эффективность и рациональность применения теплового МУН, а именно технологии воздействия горячей водой на месторождении с экономической точки зрения. В результате чего мы сможем выявить рентабельность данной технологии.

Таблица 13 – Исходные данные по месторождению для расчета экономической эффективности метода [41]

<b>Показатели</b>	<b>Значения</b>	<b>Ед. измер.</b>
Проектный срок разработки	15	лет
Стоимость проведения мероприятия за год разработки	8 211,87	тыс. руб./год
Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации	1,34	т/сут
Кол-во скважин, на которых увеличивается дебит в результате проведения мероприятия	62	ед.
Среднегодовой коэффициент падения добычи	0,0257	ед.
Средний коэффициент эксплуатации скважин	0,96	ед.
Себестоимость добычи нефти	2 394,7	руб/т
Доля условно переменных затрат в себестоимости нефти	62	%
Ставка дисконта	12,42	%
Цена одной тонны нефти	23 508,9	руб/тонна
Среднесписочная численность ППП	154	чел
Годовая добыча нефти	400	тыс. т.
Налог на добычу полезных ископаемых	181 610,4	тыс. руб
Кол-во нагнетательных скважин	15	ед.

Дополнительная добыча нефти от воздействия горячей водой меняется в зависимости от года с начала внедрения технологии. Данное явление происходит из-за того, что эффективность воздействия падает с течением времени разработки.

Капитальные затраты на проведение мероприятия присутствуют только в первый год в связи с необходимостью покупки оборудования для проведения мероприятия.

В ходе выполнения работы были рассмотрены три вида стационарных котельных установок: ППГУ-4/120М, «Такума» VS-90F и KSK SGB-H-12 500. Среди перечисленных установок была выбрана одна, показавшая наилучшие результаты по количеству подаваемого тепла и затраченного топлива.

Характеристики для каждой из установок представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики котельных установок

<b>Параметры</b>	<b>ППГУ-4/120М</b>	<b>"Такума", VS-90F</b>	<b>KSK SGB-H-12 500</b>
Теплопроизводительность, кВт/ч	2,32	5,45	5,5
Давление на выходе из парогенератора, МПа максимальное рабочее	13,2 6 - 12	11,6 10,5	13,2 4,5 - 12
Давление теплоносителя на выходе из установки, МПа	0 - 12	0 - 10,5	0 - 12
Сухость пара, %	80	80	80
Расход теплоносителя на скважину, т/ч	2 - 4	4,5 - 9	2,7 - 9
Топливо	Нефть, газ	Нефть	Нефть, дт
Расход топлива, кг/ч	310	670	690
Установленная электрическая мощность, кВт	75	200	160
Емкость баков, м <sup>3</sup> (топливного/сырой воды /очищенной воды)	1/5/5	-	-
Масса блоков парогенератора, т	29,5	44	45
Габариты блоков, м парогенератора подготовки	12,1x3,9x3,2 6,3x3,9x3,2	14,2x3,3x3,2 3,0x2,9x2,6	13,0x3,0x3,8 4,0x3,8x3,7

При подборе установки руководствовались следующими параметрами, представленными в таблице 14.

Таблица 15 - Параметры для подбора котельной установки

Теплоноситель (вода)	
Стоимость теплоносителя, руб/т.	2,4
Накопленная закачка теплоносителя, млн.т.	13,5
Среднегодовая закачка теплоносителя, млн.т.	0,9
Расход теплоносителя на скважину, т/ч	6,85
Кол-во нагнетательных скважин, ед.	15
Цена одной тонны нефти, руб.	23508,91

Под стоимостью теплоносителя понимается очистка его после использования или при взятии из местного водоёма, и доведение до состояния, соответствующего ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» [43].

Как видно из этой таблицы 15, котельная установка ППГУ-4/120М не подходит под заявленные требования, так как для неё максимальный расход теплоносителя на скважину составляет 4 т/ч, когда как в рассматриваемом случае требуется расход не меньше 6,85 т/ч.

В ходе выполнения данной части работы были рассчитаны следующие параметры установок:

- 1) Энергия нагрева воды до температуры кипения

$$E_{\text{кип}} = C_v \cdot (200 - t_v) \cdot 10^{-3} \quad (3)$$

где  $C_v$  – теплоёмкость воды в заданных условиях, 4455 Дж/кг·К;  $t_v$  – температура воды.

При расчетах в качестве теплоносителя была выбрана перегретая вода при давлении 10,1 МПа и температуре 200°С. Ввиду этих условия её параметры отличались от тех, которая имеет вода при нормальных условиях.

- 2) Удельная энергия, которая необходима для нагрева воды при заданном расходе теплоносителя

$$E_{\text{кип}} = \frac{Q}{q} \quad (4)$$

где  $Q$  – теплопроизводительность установки, кВт/ч;  $q$  – расход теплоносителя на скважину, т/ч.

- 3) Затраты на топливо

$$Z_T = T \cdot N \cdot Q_T \cdot P_H \quad (5)$$

где  $T$  – время, необходимо для выработки требуемого количества энергии при заданном расходе теплоносителя, ч;  $N$  – количество нагнетательных скважин;  $Q_T$  – расход топлива, кг/ч;  $P_H$  – цена одной тонны нефти, руб.

#### 4) Затраты на электроэнергию

Однако при работе установки кроме затрат на топливо, имеют место быть ещё и затраты на электроэнергию для работы оборудования.

$$Z_{эл} = W_y \cdot P_{эл} \cdot T \quad (6)$$

где  $P_{эл}$  – стоимость электроэнергии, руб/кВт·ч;  $W_y$  – установленная электрическая мощность, кВт.

Результаты вычислений для всех трёх установок приведены в таблице 16.

Таблица 16 - Результаты расчетов для котельных установок

Параметры	ППГУ-4/120М	"Такума", VS-90F	KSK SGB-H-12 500
Удельная энергия, для поддержания расхода, Вт/кг	0,34	0,80	0,80
Время выработки энергии для нагрева воды при заданном расходе, ч.	730,69	311,05	308,22
Время на максимальной мощности для 15 скважин, ч.	10960,38	4665,70	4623,29
Расход топлива за этой время, кг	3397717,88	3126021,11	3190068,49

Таким образом, по полученным из таблицы 16 данным выбираем котельную установку KSK SGB-H-12 500, стоимость использования которой составит 90 778 тыс. руб.

По приведённым выше формулам была построена смета затрат на проведение тепловых МУН, которая отображена в таблице 17.

Таблица 17 – Смета затрат на тепловые МУН

Вид затрат	Стоимость
Затраты на топливо, тыс. руб.	74995,03
Затраты на электроэнергию, тыс. руб.	15782,95
Суммарные затраты, тыс. руб.	90777,98

Затраты и расходы посчитаны для 15 нагнетательных скважин с учётом работы одной установки.

Ввиду того, что рассматриваемая ситуация имеет место быть в 2019 году, все используемые значения коэффициентов, курса валют, ставок дисконтирования и прочего взяты за 2019 год.

В данном разделе проводится расчёт налога на добычу полезных ископаемых. При этом были рассчитаны следующие параметры:

–  $K_{ц}$  – коэффициент, характеризующие динамику мировых цен на нефть: принят равным 10,63.

–  $K_{д}$  – коэффициент, характеризующие степень сложности добычи нефти: принят равным 1.

–  $K_{ндпи}$ : принят равным 530 руб, однако стоит учитывать, что данный коэффициент был введен лишь в 2015 году.

–  $K_{дв}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи: принят равным 2,9 в соответствии с формулой 7.

$$K_{дв} = 3,8 - 3,5 \cdot \frac{N_{дв}}{V_3} \quad (7)$$

где  $N_{дв}$  – сумма накопленной добычи нефти, млн. т;  $V_3$  – начальные извлекаемые запасы нефти, млн. т.

–  $K_{в}$  – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов конкретного участка недр: принят равным 0,3.

–  $K_3$  – коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр: принят равным 3,3 в соответствии с формулой 8.

$$K_3 = 0,125 \cdot V_3 + 0,375 \quad (8)$$

–  $K_{кан}$  – коэффициент, характеризующие регион добычи и свойства нефти: принят равным 1.

Формула для расчета НДС выглядит следующим образом:

$$НДС = N_6 \cdot (C \cdot K_{ц} - K_{ндпи} \cdot K_{ц} \cdot (1 - K_{в} \cdot K_3 \cdot K_{д} \cdot K_{дв} \cdot K_{кан})) \quad (9)$$

где  $N_6$  – налоговая база, т;  $C$  – ставка дисконта, руб/т.

При определении коэффициентов руководствовались НК РФ статьями 342.2, 342.5, а также информацией с официального налогового портала РФ [44, 45, 46]. В итоге, налог составил 181 610 тыс. руб. за весь период разработки.

#### 4.6 Анализ мероприятия на технико-экономические показатели

Проведение воздействия посредством закачки горячей воды в пласт приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_э \cdot N \quad (10)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;  $T$  – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;  $N$  – количество скважин на которых увеличивается дебит в результате проведения мероприятия, ед.;  $K_э$  – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q(q) = 1.34 \cdot 365 \cdot 0.96 \cdot 62 = 29111,2 \text{ т}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q \cdot Ц_n}{Ч} \quad (11)$$

где  $\Delta ПТ$  – повышение производительности труда, руб./чел;  $\Delta Q$  – прирост добычи, т;  $Ц_n$  – цена одной тонны нефти, руб.;  $Ч$  – среднесписочная численность ППП, чел.

С учетом курса доллара на рассматриваемый период стоимость российской нефти ориентировочно 3 532,33 рублей за баррель. Тогда масса одного барреля нефти составляет (1 баррель = 158,987 литров = 0,159 м<sup>3</sup>; плотность нефти по данному месторождению равна 945 кг/м<sup>3</sup>) 150,26 кг. Отсюда цена одной тонны нефти равна 23 508,9 руб.

$$\Delta ПТ = \frac{29111,2 \cdot 23508,9}{154} = 4443982 \text{ руб/ч}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} \cdot \left( \frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right) \quad (12)$$

где  $\Delta C$  – снижение себестоимости добычи нефти;  $Z_{\text{пост}}$  – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.

$$Z_{\text{пост}} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (13)$$

где  $C$  – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;  $D_{у/пер}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %;  $Q$  – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$Z_{\text{пост}} = 400 \cdot 2394,7 \cdot \frac{100 - 62}{100} = 363994,4 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Delta C = 363994,4 \cdot \left( \frac{1}{400} - \frac{1}{429,11} \right) = 61,734 \text{ руб/т}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta P_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} \cdot (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)) \quad (14)$$

где  $\Delta P_{\text{рп}}$  – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;  $\Delta Q_{\text{р}}$  – дополнительно реализованная нефть, т;  $C$  – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;  $\Delta C$  – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta P_{\text{рп}} = 29111,2 \cdot (23508,9 - (2394,7 - 61,734)) = 6,16 \cdot 10^8 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P_{\text{рп}} - N_{\text{пр}} \quad (15)$$

$$\Delta P_{\text{ч}} = 6,16 \cdot 10^8 - 1,82 \cdot 10^8 = 616276 \text{ тыс. руб.}$$

где  $N_{\text{пр}}$  – величина НДС, руб.

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 21,17 тыс. руб.

#### 4.7 Расчет бюджета затрат

Для расчета бюджета сравниваются три подрядные организации, которые обеспечивают проведение технологии теплового метода увеличения нефтеотдачи-нагнетания в пласт горячей воды. Первая подрядная организация – Исп. 1, вторая подрядная организация – Исп.2 и соответственно третья – Исп.3.

В ранее описанных пунктах был произведён расчёт бюджета затрат, получившиеся значения были рассчитаны с помощью программы MS Excel и представлены в виде таблицы 17.

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат на проведение тепловых МУН

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	43000	42341	38754
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	1500	1437	1642
3. Отчисления во внебюджетные фонды	163	201	174
4. Затраты на научные и производственные командировки	139	112	126
5. Накладные расходы	100	98	90
6. Бюджет затрат НТИ	44902	44189	40786

#### 4.8 Расчет показателей экономической эффективности

Прирост добычи нефти в следующие после проведения мероприятия годы падает, поэтому дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_9 \cdot N \quad (16)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.

Расчет прироста среднесуточного дебита за последующие годы осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти. С учётом текущей задачи все формулы и расчеты будут приведены за 1-ый, 2-ой и 15-ый года.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_p) \quad (17)$$

$$\Delta q_{15} = \Delta q_{14} - (\Delta q_{14} \cdot K_p) \quad (18)$$

$$\Delta q_2 = 1,34 - (1,34 \cdot 0,026) = 1,31 \text{ т/сут}$$

$$\Delta q_{15} = 0,95 - (0,95 \cdot 0,026) = 0,93 \text{ т/сут}$$

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n \quad (19)$$

где  $\Delta Q$  – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;  $C_n$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 29111,2 \cdot 23508,91 = 684,37 \text{ млн. руб/год}$$

$$\Delta B_2 = 28363,4 \cdot 23508,91 = 666,79 \text{ млн. руб/год}$$

$$\Delta B_{15} = 20222,1 \cdot 23508,91 = 475,40 \text{ млн. руб/год}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t-й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{допт}} + \Delta Z_{\text{мер}} \quad (20)$$

где  $\Delta Z_{\text{допт}}$  – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t-м году, руб.,  $\Delta Z_{\text{мер}}$  – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{допт}} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100} \quad (21)$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;  $D_{\text{у/пер}}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп1}} = 29111,2 \cdot 2394,7 \cdot \frac{62}{100} = 43221854 \text{ руб/год}$$

$$\Delta Z_{\text{доп2}} = 28363,4 \cdot 2394,7 \cdot \frac{62}{100} = 42111518 \text{ руб/год}$$

$$\Delta Z_{\text{доп1}} = 20222,1 \cdot 2394,7 \cdot \frac{62}{100} = 30023995 \text{ руб/год}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot T_{\text{разр}} \cdot N_{\text{н.скв}} + C_{\text{об}} \quad (22)$$

где  $C_{\text{мер}}$  – стоимость проведения мероприятия за год разработки, руб.;  $N_{\text{н.скв}}$  – количество нагнетательных скважин, на которых проводится воздействие горячей водой, ед.;  $T_{\text{разр}}$  – проектный срок разработки, лет.;  $C_{\text{об}}$  – стоимость оборудования для проведения мероприятия.

$$Z_{\text{мер}} = 5\,537,25 \cdot 15 \cdot 15 + 194\,700 = 1\,870\,170 \text{ тыс. руб}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год, а также учитывающие ежегодные отчисления на проведение мероприятия, составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп1}} \cdot C_{\text{мер}} = 43222 + 8212 = 166400 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп2}} \cdot C_{\text{мер}} = 165289 \text{ тыс. руб}$$

$$\Delta Z_{15} = \Delta Z_{\text{доп15}} \cdot C_{\text{мер}} = 153202 \text{ тыс. руб}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t-й год по формуле:

$$\Delta \Pi_{\text{н/облт}} = \Delta B_t - \Delta Z_t \quad (23)$$

где  $\Delta V_t$  – прирост выручки от реализации в  $t$ -м году, руб.;  $\Delta Z_t$  – текущие затраты в  $t$ -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл1}} = 684,37 - 166,4 = 517,97 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл2}} = 666,79 - 165,29 = 501,50 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/обл1}} = 475,4 - 153,2 = 322,20 \text{ млн. руб}$$

Определяем величину налога на прибыль за  $t$ -й год:

$$\Delta N_{\text{пт}} = \Delta\Pi_{\text{н/облт}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{1000} \quad (24)$$

где  $N_{\text{пр}}$  – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta N_{\text{пт1}} = 517,97 \cdot \frac{20}{100} = 103,59 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta N_{\text{пт2}} = 501,50 \cdot \frac{20}{100} = 100,3 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta N_{\text{пт3}} = 322,2 \cdot \frac{20}{100} = 64,44 \text{ млн. руб}$$

Прирост годовых денежных потоков ( $\Delta ДП_t$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Delta ДП_t = \Delta V_t - \Delta Z_t - \Delta N_t = \Delta\Pi_{\text{н/облт}} - \Delta N_{\text{пт}} \quad (25)$$

$$\Delta ДП_1 = 517,97 - 103,59 = 414,38 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ДП_2 = 501,5 - 100,3 = 401,2 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta ДП_{15} = 322,2 - 64,44 = 257,76 \text{ млн. руб}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$ПДН_t = \Delta ДН_t - КВ_t \quad (26)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДН_1 - C_{06} = 414,38 - 22,5 = 391,88 \text{ млн. руб}$$

$$ПДН_2 = \Delta ДН_2 = 401,2 \text{ млн. руб}$$

$$ПДН_{15} = \Delta ДН_{15} = 257,76 \text{ млн. руб}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum_{t=1}^T \Delta ПДН_t \quad (27)$$

$$НПДН_1 = \Delta ДП_1 = 414,38 \text{ млн. руб}$$

$$НПДН_2 = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 815,58 \text{ млн. руб}$$

$$НПДН_{15} = \Delta ДП_1 + \dots + \Delta ДП_{15} = 4974,93 \text{ млн. руб}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta\text{ДП}_t}{(1+i)^t} \quad (28)$$

$$\text{ДПДН}_1 = \left( \frac{414,38}{1+0,1242} \right) = 368,6 \text{ млн. руб}$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{401,2}{(1+0,1242)^2} = 317,45 \text{ млн. руб}$$

$$\text{ДПДН}_2 = \frac{257,76}{(1+0,1242)^{15}} = 44,52 \text{ млн. руб}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum_{t=1}^T \Delta\text{ДПДН}_t \quad (29)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \Delta\text{ДПДН}_1 = 368,6 \text{ млн. руб}$$

$$\text{ЧТС}_2 = \Delta\text{ДПДН}_1 + \Delta\text{ДПДН}_2 = 686,05 \text{ млн. руб}$$

$$\text{ЧТС}_{15} = \Delta\text{ДПДН}_1 + \dots + \Delta\text{ДПДН}_{15} = 2365,6 \text{ млн. руб}$$

#### 4.9 Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям

Расчет ЧТС при уменьшении объема добычи нефти на 20%: Уменьшаем прирост дебита скважины в начале мероприятия на 20%.

Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия:

$$\Delta q' = \Delta q \cdot 0,8 \quad (30)$$

$$\Delta q' = 1,34 \cdot 0,8 = 1,07 \text{ т/сут}$$

Расчет ЧТС при увеличении затрат на проведение мероприятия на 20%: Увеличение затрат производится по формуле:

$$C_{\text{мер}' } = C_{\text{мер}} \cdot 1,2 \quad (31)$$

$$C_{\text{мер}' } = 8211,9 \cdot 1,2 = 9854,2 \text{ тыс. руб}$$

Расчет ЧТС при увеличении текущих затрат на 20%:

$$\Delta Z'_{\text{доп}t} = \Delta Z_{\text{доп}t} \cdot 1,2 \quad (32)$$

$$\Delta Z'_{\text{доп}1} = \Delta Z_{\text{доп}1} \cdot 1,2 = 51,87 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z'_{\text{доп}2} = \Delta Z_{\text{доп}2} \cdot 1,2 = 50,53 \text{ млн. руб}$$

$$\Delta Z'_{\text{допз}} = \Delta Z_{\text{допз}} \cdot 1,2 = 36,03 \text{ млн. руб}$$

Ниже будет рассчитана разница между измененными значениями ЧТС и базисным NPV как разница между значением измененного и начального ЧТС. Результаты представлены в таблице 18.

Таблица 18 – Распределение значимости изменяемых параметров на значение ЧТС

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС, 10 <sup>6</sup> руб	Изменённое значение ЧТС, 10 <sup>6</sup> руб	Разница, 10 <sup>6</sup> руб	Разница, %	Изменение ЧТС при вариации параметра на 1%, %
Снижение объёма добычи нефти на 20%	2 365 598	1 761 203	-604 395	25,55	1,28
Увеличение капитальных вложений на 20%	2 365 598	2 234 323	-131 275	5,55	0,28
Увеличение текущих затрат на 20%	2 365 598	2 324 854	-40 744	1,72	0,09

Рассмотрим аналогичное изменение этих параметров, но уже в противоположную сторону и их влияние на изменение ЧТС – таблица 19.

Таблица 19 - Двустороннее влияние изменяемых параметров на значение ЧТС, тыс. руб

	-20%	0	20%
<b>Объем добычи</b>	-604 395	0	604 395
<b>Капитальные затраты</b>	131 275	0	-131 275
<b>Текущие затраты</b>	40 744	0	-40 744

По приведенным данным можно сделать вывод, что влияние изменения объема добычи на изменение NPV в 4,6 раза сильнее влияния капитальных затрат и в 14,8 раза сильнее влияния текущих затрат.

Помимо этого, вывод по эффективности мероприятия можно сделать по индексу прибыльности – PI. PI — это относительная прибыльность будущего предприятия, а также дисконтируемая стоимость всех финансовых поступлений в расчете на единицу вложений.

$$PI = \frac{NPV}{Z_{\text{мер}}} = \frac{\sum_{t=1}^T \Delta ДПДН_t}{Z_{\text{мер}}} = 1,26 \quad (33)$$

Для исследуемого мероприятия  $PI$  больше 1; это значит данное вложение капитала является эффективным.

Срок окупаемости проекта вычисляется по следующей формуле:

$$PP = \frac{Z_{\text{мер}}}{\text{ДПДН}_{\text{ср}}} = \frac{Z_{\text{мер}}}{\frac{\sum_{t=1}^T \Delta \text{ДПДН}_t}{T_{\text{разр}}}} = 11,86 \text{ лет или } 4382,4 \text{ дня} \quad (34)$$

где  $\text{ДПДН}_{\text{ср}}$  – средний дисконтированный поток денежной наличности за время разработки.

#### **4.10 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований**

Рассмотрим возможные альтернативы проведения научного исследования, выраженного разработкой тепловых методов увеличения нефтеотдачи. Данные альтернативы определяются с помощью морфологического подхода. Морфологический подход основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Синтез охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. Путем комбинирования вариантов получают большое количество различных решений, ряд которых представляет практический интерес.

Реализация метода предусматривает следующие этапы:

1. Точная формулировка проблемы исследования;
2. Раскрытие всех важных морфологических характеристик объекта исследования.

В таблице 20 сформулирована морфологическая матрица для проведения тепловых МУН.

Таблица 20 – Морфологическая таблица для тепловых МУН

	1	2	3
А. Агрегат для закачки воды	наземный стационарный	передвижной блочный модуль	автотранспортный передвижной комплекс на базе «ЗИЛ»
Б. Закачка теплоносителя в пласт	насыщенный или перегретый пар	горячая вода или нефть	растворитель
В. Нагнетательный насос	поршневой	плунжерный	винтовой
Г. Резервуар теплоносителя	резервуар передвижной	стационарный стальной резервуар	природная ёмкость
Д. Материал пакера	резиновый	металлический	фторопластовый
Е. Тип коллектора	карбонатный	трещиновато-поровый	трещинно-каверно-знопоровый
Ж. Язык интерфейса оборудования	русский	английский	немецкий

Таким образом, наиболее желательными функционально конкретными решениями, которые позволяют найти решение проблемы ресурсосбережения, экономических затрат на проведение тепловых МУН являются варианты данной матрицы:

- АЗБ1В1Д2Е2Ж1;
- А1Б2В3Д2Е2Ж1;
- АЗБ3В2Д3Е3Ж2.

#### 4.11 Разработка графика анализа технологии

В рамках планирования выпускной квалификационной работы необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы 21.

Таблица 21 – Календарный план выполнения работы

Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
Ознакомление с темой работы	4	1.02.2021	4.02.2021	Бакалавр
Описание общей теоретической части по теме	14	5.02.2021	18.02.2021	Бакалавр Научный руководитель
Изучение нормативно – технической базы	14	19.02.2021	04.03.2021	Бакалавр
Изучение методов технологий разработки залежей ВВН	23	05.03.2021	27.03.2021	Бакалавр Научный руководитель
Финансовый менеджмент	18	28.03.2021	15.04.2021	Бакалавр
Социальная ответственность	16	16.04.2021	01.05.2021	Бакалавр
Заключение	24	02.05.2021	25.05.2021	Бакалавр Научный руководитель
Презентация	17	26.05.2021	11.06.2021	Бакалавр

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады, таблица 22 [40].

Таблица 22 — Календарный план-график проведения анализа по теме

Вид работ	Исполнители	Раб. дни	Продолжительность работ														
			Фев.			Март			Апр.			Май			Июн.		
			1 10	11 20	21 28	1 10	11 20	21 31	1 10	11 20	21 30	1 10	11 20	21 31	1 10	11 20	21 30
Ознакомление с темой работы	Бакалавр	4	■														
Описание общей теоретической части по теме	Бакалавр Руководитель	14	■	■													
Изучение нормативно – технической базы	Бакалавр	14			■	■											
Изучение методов утилизации попутного нефтяного газа	Бакалавр Руководитель	23				■	■	■									
Финансовый менеджмент	Бакалавр	18						■	■								
Социальная ответственность	Бакалавр	16							■	■							
Заключение	Бакалавр Руководитель	24										■	■	■			
Презентация	Бакалавр	17												■	■		

■ – бакалавр;

■ – руководитель;

#### 4.12 Вывод по экономическому курсу

Как видно из представленных вычислений данное мероприятие окупилось, о чем свидетельствует значение индекса прибыльности, равное 1,265. Однако срок окупаемости проекта составил 11,86 лет, что является значительным числом при проектном сроке – 15 лет.

По этим данным можно сделать вывод, что технология воздействия горячей водой оказалась рентабельным проектом, как и было сказано в исследовании тепловых МУН с помощью QuaD технологии. Помимо этого,

оправдались опасения, отраженные в SWOT-анализе – срок окупаемости оказался достаточно большим из-за затрат на переоборудование.

Таким образом, предположения о сильных и слабых сторонах проекта, описанные в SWOT-анализе, оказались подтверждены. Кроме того, было проведено исследование чувствительности проекта к возможным изменениям, которое показывает, что основным и самым зависимым для рентабельности проекта параметром является дополнительная добыча нефти.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7П	Зылев Сергей Александрович

<b>Школа</b>		<b>Отделение (НОЦ)</b>	
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01. Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

<b>Комплексный подход к выбору технологии разработки залежей тяжелых углеводородов</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии разработки залежей тяжелых углеводородов. Область применения: месторождения высоковязкой нефти России.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) ТК РФ Статья 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования; 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.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ вредных факторов, таких как: <ul style="list-style-type: none"> <li>– отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны;</li> <li>– повышенный уровень шума;</li> <li>– недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны;</li> <li>– повреждения в результате с контакта с животными, насекомыми и пресмыкающимися.</li> </ul> Анализ опасных факторов, таких как: <ul style="list-style-type: none"> <li>– движущиеся машины и механизмы производственного оборудования;</li> <li>– оборудование и трубопроводы, работающие под давлением;</li> <li>– пожаровзрывобезопасность на рабочем месте;</li> </ul>

	– электробезопасность.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Обслуживание и эксплуатация скважин, оборудованных различными типами насосов, сопровождается: - загрязнением атмосферного воздуха; - нарушением гидрогеологического режима; - повреждением почвенно-растительного покрова; - уничтожением лесных массивов.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Чрезвычайные ситуации на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ, могут возникнуть в результате аварии с повреждением подземного и надземного оборудования, аварии с разливом нефти и нефтепродуктов.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	1.04.2021
--	-----------

**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	Зылев Сергей Александрович		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В соответствии с темой выпускной квалификационной работы «Комплексный подход к выбору технологии разработки залежей тяжелых углеводородов», я считаю наиболее актуальной задачей - рассмотреть рабочее место оператора по добыче нефти и газа (ДНГ), которое может находиться на кустовой площадке на месторождении.

Условия труда операторов по добыче нефти и газа характеризуются воздействием комплекса вредных производственных факторов, которые могут включать в себя: производственный шум, тяжесть труда, напряженность трудового процесса.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Режим работы оператора по добыче нефти и газа 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. 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 [47].

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.

Так как работа оператора может заключаться также в монтаже/демонтаже каких-либо инструментов, приборов и приспособлений, то для проведения таких операций рабочее место оператора должно соответствовать ГОСТ 12.2.032-78 и ГОСТ 12.2.033-77, согласно которым при выполнении работ сидя или стоя, например должна быть соблюдена площадь и высота рабочей поверхности [48, 49].

При организации рабочих мест операторов обязательно их обеспечение инструментами и расходными материалами, необходимыми для выполнения конкретных работ с соблюдением ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ «Оборудование производственное. Общие эргономические требования». К такой оснастке относятся слесарный инструмент, переносные приборы, обтирочный материал, техническая документация и другое в зависимости от поставленных задач. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное пространство, оборудование должно находиться в исправном состоянии [50]. Оператор должен иметь при себе газоанализатор, для определения степени загазованности закрытых помещений.

## 5.2 Производственная безопасность

Основные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при эксплуатации скважин, относящихся к добывающему фонду, приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Вредные и опасные производственные факторы, возникающие при эксплуатации скважин

Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)	Этапы работы			Нормативные документы
	Разра- ботка	Приготов- ление	Эксплуа- тация	
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 Физ. факторы производственной среды. Микроклимат;
Превышение уровней шума	+	+	+	

Превышение уровней вибрации	+		+	ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+			ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования;
Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности;
Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте	+	+	+	ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования;
Электробезопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность;
Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны		+	+	ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	+	+	+	ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

#### Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

Существенное влияние на здоровье человека оказывает микроклимат окружающей производственной среды, который складывается из температуры окружающего воздуха, влажности, излучения от нагретых предметов. Параметры микроклимата в рабочей зоне необходимо поддерживать по СанПиН 2.2.4.548-96 в соответствии категорией работ [51]. Работа оператора ДНГ

относится к категории работ II (б). Микроклиматические условия для данной категории работ приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Оптимальные значения показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	II(б) (233÷290)	17÷19	16÷20	60÷40	0,2
Теплый	II(б) (233÷290)	19÷21	18÷22	60÷40	0,2

В комплект средств индивидуальной защиты от холода (комплект СИЗ X) включены все предметы, надетые на человека; комнатная одежда, спецодежда, головной убор, перчатки, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра.

### **Превышение уровня шума**

Работа операторов ДНГ, связана с нахождением на территориях с повышенными вибрациями и уровнем шума. Предельно допустимые значения данных компонентов, влияющих на самочувствие рабочего, должно соответствовать санитарным нормам. Согласно ГОСТ 12.01.003-83 [52], уровень шума на рабочих местах не должен превышать 80 дБ. Уровень вибраций не должен превышать 92 дБ, что регламентировано ГОСТ 24346-80 [53]. В целях борьбы с уровнем шума и вибраций на нефтегазопромислах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения и на путях его распространения,

рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты: виброизолирующей обувью, перчатками, наушниками или берушами.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Рабочие места, объекты, подходы к ним должны быть освещены в темное время суток. В производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение. Недостаточная освещенность рабочей зоны неблагоприятно влияет на зрение. Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света [54].

### **Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны**

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [55]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м<sup>3</sup> (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- Метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества) – 300 мг/м<sup>3</sup>;
- Конденсат – легко испаряющаяся жидкость. Пары конденсата оказывают наркотическое действие, ПДК равно 100 мг/м<sup>3</sup>.
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м<sup>3</sup> (2-ой класс опасности);

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими

противогазами. Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны [56]. Токсичность нефти и нефтяного газа зависит от их состава: чем больше углеводов (УВ), тем сильнее наркотическое действие. Токсическое свойство усиливается при содержании в нефти сернистых соединений. УВ могут привести к хроническим отравлениям.

ПДК сырой нефти (в виде аэрозоли) в воздухе рабочей зоны составляет 10 мг/м<sup>3</sup>, бензина (в виде паров) – 100 мг/м<sup>3</sup>, керосина (в виде паров) 300 мг/м<sup>3</sup>.

Для защиты от нефти и нефтепродуктов изготавливают костюмы мужские по ГОСТ 12.4.111-82 «ССБТ. Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» [57] и костюмы женские по ГОСТ 77 12.4.112-82 «ССБТ. Костюмы женские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия» двух типов.

### **Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися**

На месторождениях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.), поэтому работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками. Существует два основных способа защиты от их нападения и укусов: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое внимание противэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу [58].

В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

## **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

### **Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Открытые движущиеся и вращающиеся части оборудования, аппаратов, механизмов ограждаются или заключаются в кожухи. Движущиеся части производственного оборудования (рабочие органы насосов, элементы станка-качалки, замерные установки), которые являются потенциальными источниками травм, необходимо ограждать или располагать так, чтобы исключить возможность касания к ним работающего и предотвратить возможные травмы [59].

Применяемые на производстве средства защиты по принципу действия можно разделить на оградительные, предохранительные, тормозные, блокирующие, сигнализирующие, системы дистанционного управления оборудованием, специальные [60].

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов.

### **Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

Оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью (участки трубопровод, замерные установки, агрегаты для нагнетания). К взрыву могут привести нарушения нормальной эксплуатации сосудов и установок, работающих под давлением. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются [61]:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения

– сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;

– на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50°С превышает давление 0,07 МПа;

– на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования, работающего под высоким давлением, является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Ответственность за исправное состояние и безопасную эксплуатацию данного оборудования должна быть возложена на специалиста, которому подчинен персонал, обслуживающий оборудование под давлением (начальник компрессорной, начальник участка, старший мастер участка и т.д.).

### **Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте**

Одним из наиболее вероятных и распространенных опасных факторов на производстве, где имеются горючие, взрывоопасные вещества и источники зажигания, являются пожары и взрывы. Концентрация нефтяного газа или паров нефти в воздухе, ниже которой не происходит взрыв, называется нижним пределом взрываемости. Концентрация, выше которой смесь перестает быть взрывоопасной, называется верхним пределом взрываемости. Чем больше промежуток между нижним и верхним пределами взрываемости, тем опаснее данное вещество в отношении взрыва и пожара [60].

Таблица 25 – Пределы взрываемости веществ

<b>Вещества</b>	<b>Нижний предел взрываемости, %</b>	<b>Верхний предел взрываемости, %</b>
Метан	5,0	15
Бензины (различной марки)	От 0,76 до 1,48	От 4,96 до 8,12
Ацетилен	2,0	81,0

Сероводород	4,3	46
Водород	4,0	75,0
Окись углерода	12,5	74,0

В обеспечении пожарной безопасности объектов нефтяной промышленности и в первую очередь обслуживающего персонала значительное место занимает автоматизация взрывопожароопасных технологических процессов, внедрение комплекса мероприятий по противопожарной и противовзрывной защите [60].

Наиболее характерными причинами пожаров на кустовой площадке являются: нарушения требований пожаробезопасности при эксплуатации технологического оборудования и систем (загазованность, пирофорные отложения, конденсат); неисправность и нарушение правил эксплуатации электрооборудования, электросетей; разряды статического электричества и грозовые разряды; несоблюдение правил пожарной безопасности.

### **Электробезопасность**

Электробезопасность – это система организационных, технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического электричества. ГОСТ 12.1.038–82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» устанавливает нормы предельно допустимых для человека значений напряжений прикосновения и токов, протекающих через его тело при нормальном (неаварийном) и аварийном режимах работы электроустановок [59].

На нефтегазовых объектах возможны следующие причины поражения электрическим током: монтаж и ремонт электроустановок под напряжением; поврежденность изоляции и доступность токоведущих частей; случайные прикосновения к оборванным концам и оголенным проводам, находящимся под напряжением; неисправность или отказ средств индивидуальной защиты. К СИЗ от поражения электрическим током относят:

Защитное заземление применяется в трехфазных трехпроводных сетях напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и выше 1000 В с любым режимом нейтрали. В качестве искусственных элементов заземлителя используют стальные трубы, стержни, угловую сталь, погруженные в землю на 1,2÷1,5 м. 81

Зануление применяют в трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с глухозаземленной нейтральной точкой обмотки источника тока или ее эквивалентом. Изолирующие средства защиты обеспечивают электрическую изоляцию человека от токоведущих или заземленных частей, а также от земли (диэлектрические перчатки, галоши, боты токоизмерительные и изолирующие клещи, изолирующие штанги, коврики, подставки и др.). По своему назначению они делятся на основные и дополнительные.

### 5.3 Экологическая безопасность

При обслуживании скважин необходимо соблюдать требования по защите окружающей среды, условия землепользования, установленные законодательством по охране природы, СНиП 12-01-2004. В таблице 26 приведено воздействие вредных факторов на окружающую среду и природоохранные мероприятия.

Таблица 26 – 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

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; 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 санитарноэпидемиологической 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 по 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 [63].

Также возможные чрезвычайные ситуации техногенного характера, способы предотвращения и борьбы с ними сведены в таблицу 27.

Таблица 27 – Анализ возможных чрезвычайных ситуаций, которые могут возникнуть при эксплуатации скважины, эксплуатируемых насосным способом

<b>Наименование возможной ЧС</b>	<b>Причины возникновения ЧС</b>	<b>Способы и средства предотвращения</b>	<b>Меры по локализации</b>
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 Вывод по разделу социальная ответственность

В главе «Социальная ответственность» были рассмотрены и проанализированы правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности персонала в условиях вахтового метода на месторождении добывающего фонда скважин.

Для уменьшения вредных и опасных факторов, связанных с обслуживанием скважин, эксплуатируемых насосным способом, были вычленены и рассмотрены основные вредные и опасные факторы, которые сопутствуют во время выполнения работ на кустовой площадке месторождения, а также были приведены решения уменьшения неблагоприятного воздействия факторов.

Кроме того, была рассмотрена экологическая безопасность с природоохранными мероприятиями, которые также необходимо соблюдать при эксплуатации скважин, чтобы уменьшить или предупредить аварии, связанные с утечкой, проливом и загрязнением углеводородами окружающей среды.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были изучены технологии разработки залежей высоковязкой нефти и природных битумов, выделены как положительные, так и отрицательные стороны для каждого метода, выявлены критерии применения технологии для определенного геологического строения коллекторов.

Для более эффективной разработки месторождений высоковязкой нефти и природных битумов целесообразно использовать комплексные технологии, которые будут включать в себя не только повышение нефтеотдачи и снижение вязкости нефти, но и рациональную эксплуатацию добывающего оборудования, а также борьбу с осложнениями в виде АСПО, что в общем позволит повысить не только межремонтный период самого оборудования, но и рентабельность разработки таких месторождений.

Наиболее эффективной технологией разработки залежей высоковязкой нефти можно выделить парогрэфитационный дренаж с горизонтальным окончанием скважин. За счет паротеплового воздействия на пласт происходит снижение вязкости нефти и варианты системы разработки с использованием горизонтальных скважин позволяют отрабатывать большую толщину продуктивного пласта, в сравнении с вертикальными скважинами. Также данная технология может проводиться с нагнетанием в пласт ПАВ или растворителей, что делает ее универсальной.

На сегодняшний день перед нефтяной отраслью задача о разработке залежей тяжелых углеводородов становится более насущной, но встает вопрос о рентабельности введения таких залежей в разработку. Это обусловлено неэффективностью старых технологий, а стоимость использования новых очень высока. Поэтому при разработке месторождений высоковязкой нефти необходимо в первую очередь подходить со стороны рентабельности, а также оптимизации всех технологических процессов, что в совокупности даст улучшение показателей этой самой рентабельности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Высоковязкие нефти и природные битумы [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. — 2013. — Т. 1. — URL: <https://neftegaz.ru/science/development/331897-vysokovязkie-nefti-i-prirodnye-bitumy> (дата обращения: 02.02.2021).
2. ТРИЗ как объективная реальность [Электронный ресурс] / ПАО "Газпром-нефть" // Сибирская нефть. — 2008. — Т. 2018, № 149. — URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-march/1489610> (дата обращения: 04.02.2021).
3. Полищук Ю.М., Яценко И.Г. География высоковязких нефтей Евразии // Тез. докл. I Междунар. конф. «Современные проблемы нефтеотдачи пластов «Нефтеотдача – 2003», 19 - 23 мая 2003 г. – Москва. – 2003. - С. 131-132.
4. Нефти СССР. Справочник. Т. 1. Нефти северных районов Европейской части СССР и Урала. – М: Химия, 1971. – 504 с.
5. Нефти СССР. Справочник. Т. 2. Нефти Среднего и Нижнего Поволжья. – М: Химия, 1972. – 392 с.
6. Нефти СССР. Справочник. Т. 3. Нефти Кавказа и западных районов Европейской части СССР. – М: Химия, 1972. – 616 с.
7. Нефти СССР. Справочник. Т. 4. Нефти Средней Азии, Казахстана, Сибири и о. Сахалин. – М: Химия, 1974. – 792 с.
8. Справочник по нефтяным и газовым месторождениям зарубежных стран. Кн. 1. Европа. Северная и Центральная Америка. – М: Недра, 1976. – 676 с.
9. Мусин, М. М. Учебное пособие по разработке нефтяных месторождений / М. М. Мусин, А. А. Липаев. — Москва : Инфра-Инженерия, 2016. — 182 с.
10. Хуснутдинова Р.Р., Сираев Р.Ф., Нуртдинов И.Ф. Особенности фильтрации аномальных нефтей в пористой среде // Матер. 45-й Международной

науч.-техн. конф. молодых ученых, аспирантов и студентов: в 2 т. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2018. Т. 1. С. 202 - 204.

11. Вязкость нефти [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. — 2014. — Т. 1. — URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti> (дата обращения: 27.02.2021).

12. 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" [Электронный ресурс] // КонсультантПлюс. — 2016. — URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_253923](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_253923) (дата обращения: 28.02.2021).

13. Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений, М. недр, 1990.

14. Малофеев, Г. Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи : учеб. пособие / Г. Е. Малофеев, О. М. Мирсаатов, И. Д. Чоловская. – М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2008. – 224 с.

15. Нагнетательная, водонагнетательная скважина [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. — 2012. — Т. 1. — URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/burovye-ustanovki-i-ikh-uzly/141461-nagnetatelnaya-vodonagnetatelnaya-skvazhina> (дата обращения: 01.03.2021).

16. Ибатуллин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: 2010.- 325 с.

17. Оптимизация плотности сетки скважин / В.Ф.Усенко, Е.И.Шрейбер, Э.М.Халимов и др. -Уфа: Башкнигоиздат, 1976.- 89 с.

18. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Газизов А.А., Денисламов И.З. Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на крупных объектах разработки: Учеб.пособие –Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001.-115с.

19. Лобусев А.В., Малофеев В.В. Оптимизация размещения горизонтальных и вертикальных скважин при разработке залежей сверхвязкой нефти Татарстана // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2009. № 8. С. 52–55.
20. Кудинов В.И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей. – М.: Нефть и газ, 1996. – 284 с.
21. Лысенко В.Д. Инновационная разработка нефтяных месторождений, М., Недра. 2000.
22. Максutow Р.А. Техничко-технологические комплексы для разработки залежей высоковязких нефтей и природных битумов / Р.А. Максutow, Г.И. Орлов, А.В. Осипов // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 2. – С. 34-37.
23. Гарушев А.Р. Анализ современного состояния методов добычи высоковязких нефтей и битумов в мире // Нефтепромысловое дело. 2008. № 10. С. 4–7.
24. Рузин Л.М., Чупров И.Ф. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов. Ухта: УГТУ, 2007. 244 с.
25. Хисамов Р.С. и др. Первые результаты опытно-промышленных работ по паротепловому воздействию на Ашальчинском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2008. № 7. С. 47–49.
26. Отчет о результатах опытно-промышленных работ на ОПУ-1 Льяельской площади Ярегского месторождения лицензионного участка ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», СЫК 13226 НР. Ухта, 2006.
27. Интенсификация добычи высоковязкой нефти [Электронный ресурс] // Neftegaz.ru. — 2020. — Т. 1. — URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/nefteservis/547393-intensifikatsiya-dobychi-vysokovязkoy-nefti> (дата обращения: 24.02.2021).
28. Зарипов А.Т., Береговой А.Н., Шайхутдинов Д.К., Князева Н.А., Бисенова А.А., Ибрагимов Н.Г. Исследование эффективности применения растворителей при разработке залежей сверхвязкой нефти пароциклическими горизонтальными скважинами. Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. С. 60

– 66. Выпуск №LXXXVI. – М.: ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство», 2019.  
– 340 с.

29. Рощин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области. Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.

30. Муляк В.В., Чертенков М.В. Технология освоения залежей высоковязких нефтей (краткий обзор) // Нефтепромысловое дело. 2006. №1. С.15-19.

31. Рожкин М.Е. Разработка способов прогнозирования эффективности работы глубиннонасосного оборудования при эксплуатации месторождений высоковязких нефтей // Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов: материалы межрегиональной научно-технической конференции, 12-13 ноября 2009 г. / под ред. Н.Д. Цхадая. Ухта: УГТУ, 2010. С. 99 - 103.

32. Уразаков К.Р., Богомольный Е.И., Сейтпагамбетов Ж.С., Газаров А.Г. Насосная добыча высоковязкой нефти из наклонных и обводненных скважин /под ред. М.Д. Валеева. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 303 с.

33. Артеменков, В. Ю. Применение теплоизолированных лифтовых труб в нефтегазодобывающей промышленности [Электронный ресурс] / В. Ю. Артеменков, Б. А. Ерехинский // ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ. — 2017. — URL: <http://neftegas.info/upload/iblock/d0f/d0fd4e0f8a62f52ce64632795a65241a.pdf> (дата обращения: 25.03.2021).

34. Нвизуг-Би, Л. К. Анализ методов разработки месторождений высоковязких битумов [Электронный ресурс] / Л. К. Нвизуг-Би // Отраслевые научные и прикладные исследования: Науки о земле. — 2016. — URL: <http://www.id-yug.com/images/id-yug/SET/2018/1/2018-1-168-188.pdf> (дата обращения: 27.03.2021).

35. Рогачев, М. К. Борьба с осложнениями при добыче нефти [Текст] / М. К. Рогачев, К. В. Стрижнев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – 295 с.

36. Насыров, А. М. Способы борьбы с отложением парафина [Текст]: практ. пособие для операторов по добыче нефти и газа, мастеров и технологов / А. М. Насыров, Р. Ш. Абдреева, С. Ф. Люшин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991. – 44 с.
37. Комплексное решение ГК «ССТ» для обогрева нефтяных скважин с вязкими и парафинистыми нефтями, предотвращающее образование асфальтосмолопарафинистых отложений [Электронный ресурс] // "Промышленный электрообогрев и электроотопление". — 2016. — URL: <https://industrytv.ru/publications/an-article-in-the-journal-industrial-electric-heating-and-electric-heating> (дата обращения: 13.04.2021).
38. Ишкинеев, Д. А. Особенности реализации и эффективность новых технологических решений при разработке мелких месторождений высоковязких нефтей на примере Курмышского месторождения [Текст] / Д. А. Ишкинеев, А. В. Чибисов // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: Сб. научн. тр. – Уфа: ООО «Монография», 2014. – С.174-183. – ISBN 978-5-94920-153-4.
39. Недропользование в СМИ. Обзор РОСНЕДР [Электронный ресурс] // Федеральное агентство по недропользованию управление делами. — 2021. — URL: <https://rosnedra.gov.ru/data/Files/File/7344.pdf> (дата обращения: 20.04.2021).
40. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова и др. – Томск: изд-во томского политехнического университета, 2014. – 36 с.
41. Хисамеева А. А. Концептуальные положения инвестиционной политики, направленные на снижение издержек производства нефтегазодобывающих предприятий (на примере ОАО «Татнефть») / А. А. Хисамеева // Вестник экономики, права и социологии. – 2011. – № 2. – С. 90-93.
42. Рузин, Л. М. Методы повышения нефтеотдачи пластов / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 244 с.

43. ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству от 27.12.2002 N 184-ФЗ.

44. НК РФ Статья 342.2. Порядок определения и применения коэффициента, характеризующего степень сложности добычи нефти (Кд), и коэффициента, характеризующего степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья (Кдв) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 21.05.2020).

45. НК РФ Статья 342.5. Порядок определения показателя, характеризующего особенности добычи нефти (Дм) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 21.05.2020).

46. Коэффициент цены за 2019 год [Электронный ресурс] – Федеральная налоговая служба: официальный сайт. – URL: [https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/ndpi/kc/kc\\_2019](https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/ndpi/kc/kc_2019) (дата обращения: 10.05.2021).

47. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

48. ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

49. ГОСТ 12.2.033-77 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

50. ГОСТ 12.2.049-80 Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

51. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

52. ГОСТ 12.01.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

53. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения.

54. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

55. ГН 2.2.5.686-98 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

56. СНиП 2.04.05.86 Отопление, вентиляция и кондиционирование.
57. ГОСТ 12.4.111-82 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Костюмы мужские для защиты от нефти и нефтепродуктов. Технические условия.
58. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.
59. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
60. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1).
61. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1).
62. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
63. План по предупреждению и ликвидации разливов нефти, нефтепродуктов Салым Петролеум Девелопмент Н.В.