

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью

УДК 622.276.65:665.6.035.6-026.732-022.225

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Денисов Владислав Игоревич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2ББД	Денисову Владиславу Игоревичу

Тема работы:

Применение тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-123/с от 28.02.2020 г.
Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.20

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по месторождению X, а также месторождениям-аналогам 1-4, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1 Основные тепловые методы увеличения нефтеотдачи. 2 Проблема истощения запасов нефти в России, анализ ситуации. 3 Анализ возможности применения тепловых методов на месторождении X. 4 Обоснование экономической эффективности проведения технологии ВГВ на месторождении-аналоге 4.

	<p>5 Заключение о причинах отказа предприятий от применения технологий теплового воздействия.</p> <p>6 Анализ тепловых МУН с использованием теории решения изобретательских задач.</p> <p>7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</p> <p>8 Социальная ответственность.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Проблема истощения запасов нефти в России. Анализ тепловых методов увеличения нефтеотдачи с использованием методов теории решения изобретательских задач.	Старший преподаватель Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	Доцент Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность.	Ассистент Черемискина Мария Сергеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

1. Тепловые методы увеличения нефтеотдачи.
2. Проблема истощения запасов нефти в России.
3. Анализ тепловых методов увеличения нефтеотдачи с использованием теории решения изобретательских задач.
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.
5. Социальная ответственность.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		02.03.2020
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			02.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Денисов Владислав Игоревич		02.03.2020

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»
 Уровень образования: бакалавриат
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2019	Тепловые методы увеличения нефтеотдачи	15
04.04.2019	Проблема истощения запасов нефти в России	35
09.04.2019	Анализ тепловых методов увеличения нефтеотдачи с использованием теории решения изобретательских задач	20
16.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
15.05.2019	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 104 страницы, 12 рисунков, 19 таблиц, 42 источника литературы. Работа содержит 9 приложений.

Ключевые слова: тепловые методы увеличения нефтеотдачи, воздействие горячей водой, паротепловое воздействие, жидкофазное окисление, термополимерное воздействие, импульсно-дозированное тепловое воздействие, импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой, теплоциклическое воздействие на пласт, внутрипластовое горение, паротепловая обработка скважин, теория решения изобретательских задач.

Объект исследования: тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Цель работы: Анализ применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях России.

В процессе исследования был изучен материал по наиболее применяемым методам теплового воздействия, приведены причины отказа от использования тепловых МУН Компанией, выполнено исследование изучаемых методов с использованием инструментов теории решения изобретательских задач.

В результате исследования был приведен ряд причин, по которым тепловые методы не получили широкого распространения в России, а также был проведён анализ основных противоречий, возникающих при использовании тепловых МУН, и предложены пути их решения.

Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами.

Экономическая эффективность/значимость работы: в современном мире доля трудноизвлекаемых запасов неуклонно растёт, однако тепловые МУН – одни из наиболее эффективных методов повышения нефтеотдачи таких месторождений, не имеют широкого распространения в России. Выделение причин сложившейся ситуации, проанализированные недостатки технологии теплового воздействия, а также предложенные пути их устранения помогут увеличить объем добычи нефти с месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СКОРАЩЕНИЯ

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ТРИЗ – теория решения изобретательских задач;

ВГВ – воздействие горячей водой;

ПТВ – паротепловое воздействие;

ЖФО – жидкофазное окисление;

ТПВ – термополимерное воздействие;

ИДТВ – импульсно-дозированное тепловое воздействие;

ИДТВ (П) – импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой;

ТЦВП – теплоциклическое воздействие на пласт;

ВГ – внутрислоевого горение;

СВГ – сухое внутрислоевого горение;

ВВГ – влажное внутрислоевого горение;

СВВГ – сверхвлажное внутрислоевого горение;

ПТОС – паротепловая обработка скважин;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗС – призабойная зона скважины;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАА – полиакриламид;

УВ – углеводороды;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ГКЗ – государственная комиссия по запасам;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ППП – промышленно-производственный персонал;

УПГ – парогенераторная установка;

ППУ – передвижная парогенераторная установка;

ППУА – промысловая передвижная установка.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи	13
1.1 Воздействие горячей воды (ВГВ).....	13
1.1.1 Общие сведения о технологии ВГВ.....	13
1.1.2 Сущность технологии ВГВ.....	13
1.2 Паротепловое воздействие (ПТВ)	14
1.2.1 Общие сведения о технологии ПТВ	14
1.2.2 Сравнительная характеристика ВГВ и ПТВ	16
1.3 Жидкофазное окисление (ЖФО).....	17
1.3.1 Общие сведения о технологии ЖФО.....	17
1.3.2 Сущность технологии ЖФО.....	17
1.4 Тепловое полимерное воздействие (ТПВ).....	19
1.5 Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой и без паузы.....	20
1.5.1 Общие сведения о технологии ИДТВ.....	20
1.5.2 Общие сведения о технологии ИДТВ (П)	21
1.6 Теплоциклическое воздействие на пласт (ТЦВП).....	21
1.7 Внутрипластовое горение (ВГ).....	22
1.7.1 Общие сведения о технологии ВГ.....	22
1.7.2 Особенности и типы технологии ВГ.....	22
1.8 Паротепловая обработка призабойной зоны добывающих скважин (ПТОС)	24
2 Проблема истощения запасов нефти в России	25
2.1 Анализ ситуации	25
2.2 Анализ возможности применения тепловых МУН на месторождении X .	27
2.2.1 Характеристика месторождения X.....	28
2.2.2 Причины отказа Компании от проведения тепловых МУН.....	28
2.2.3 Изучение геологических условий месторождения X на предмет возможности применения тепловых МУН.....	30

2.2.4	Соотнесение месторождения X с месторождениями-аналогами, на которых применялись методы теплового воздействия.....	31
2.3	Обоснование экономической эффективности проведения технологии ВГВ на месторождении-аналоге 4	34
2.3.1	Расчёт и сравнительный анализ котельных установок.....	35
2.3.2	Расчёт НДСИ.....	39
2.3.3	Анализ влияния мероприятия на технико – экономические показатели	40
2.3.4	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.....	41
2.3.5	Анализ чувствительности проекта к возможным изменениям	45
2.4	Заключение о причинах отказа предприятий от применения технологий теплового воздействия.....	47
2.4.1	Заключение о причинах отказа Компании от применения тепловых МУН на месторождении X.....	48
2.4.2	Проецирование полученных результатов на ситуацию в России.....	49
3	Анализ тепловых МУН с использованием методов теории решения изобретательских задач (ТРИЗ)	50
3.1	Актуальность применения ТРИЗ в выполняемой работе	50
3.2	Интегральная оценка основных характеристик.....	50
3.3	Стратегическая канва	52
3.4	Таблица Альтшуллера	54
3.5	Методы устранения противоречий	56
3.6	Результаты анализа тепловых МУН с помощью ТРИЗ	61
4	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63
4.1	Потенциальные потребители результатов исследования	63
4.2	Анализ конкурентных технических решений	65
4.4	SWOT-анализ.....	67
4.5	Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт	68
5	Социальная ответственность	72

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.2 Производственная безопасность	74
5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	74
5.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	77
5.5 Экологическая безопасность.....	78
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	80
5.7 Выводы по разделу	81
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	84
Приложение А	89
Приложение Б	91
Приложение В	93
Приложение Г	95
Приложение Д	97
Приложение Е	99
Приложение Ж	101
Приложение И	102
Приложение К	103

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. В настоящее время в развитии нефтяной промышленности России наблюдается ухудшение структуры нефтяных запасов, выражающееся следующими особенностями: залежи углеводородов характеризуются содержанием нефти высокой вязкости, сами же коллекторы имеют низкую проницаемость вследствие уменьшения емкости трещин, каверн и каналов, по которым происходит фильтрация пластового флюида, кроме этого имеют место быть проблемы, связанные со строением фильтрационно-емкостной системы коллекторов. К числу таких проблем следует отнести температуру флюида, находящегося внутри пласта, которая близка к температуре выпадения парафинов; переслоение массива пород, являющегося коллектором, породами другого типа, относящихся к покрышкам, что приводит к тому, что вертикальная фильтрация становится нарушена, по этой же причине в массивных карбонатных коллекторах в пределах одной залежи возможно наличие разнонаправленных фильтрационных потоков.

В совокупности все эти признаки стали следствием значительного осложнения процесса разработки месторождения, что в итоге привело к снижению экономической выгоды, а также к уменьшению количества извлекаемых запасов: при неизменном технологическом КИН экономический уменьшился.

Обычные системы заводнения уже не способны показывать эффективный результат в таких обстоятельствах. Для выполнения задач, диктуемых современными условиями разработки месторождений необходимо использование кардинально новых методов и технологий. Таковыми стали тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

Стоит отметить, что тепловые методы воздействия эффективнее других методов увеличения нефтеотдачи при разработке месторождений высоковязких нефтей, однако они также применяются и при разработке залежей, имеющих другие осложнения при добыче, формирующих понятие «трудноизвлекаемые

запасы». Так нагнетание в пласт агента, доведенного до высокой температуры, позволяет: снизить поверхностное натяжение на границе нефть-порода; усилить капиллярные процессы; увеличить гидрофильные свойства среды, в результате чего повышается КИН за счет извлечения остаточной нефти и доотмыве нефти с породы; способствует процессам дистилляции и испарения легких фракций нефти, а также процессам термического расширения пластовой системы. В связи с этим в работе будут рассматриваться не только месторождения с высоковязкой нефтью, но и трудноизвлекаемые запасы в целом.

Таким образом, можно заключить, что в мире, где запасы легкодоступной нефти иссякают, тепловые МУН с их высокой эффективностью при разработке залежей трудноизвлекаемых запасов являются одной из наиболее применяемых и востребованных технологий в нефтегазовом секторе. В данной работе будет рассмотрена обоснованность этой гипотезы в Российском нефтегазовом секторе.

Цель работы: Анализ применения тепловых методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях России.

Объект исследования – тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

Предмет исследования – распространенность и эффективность мероприятий по проведению и подготовке тепловых методов увеличения нефтеотдачи с технической, технологической и экономической точки зрения.

1 Тепловые методы увеличения нефтеотдачи

1.1 Воздействие горячей воды (ВГВ)

1.1.1 Общие сведения о технологии ВГВ

Особенность технологии закачки горячей воды состоит в создании прогретых зон в продуктивном пласте при непрерывном нагнетании через нагнетательные скважины горячей воды. Данный метод работает при любых схемах расположения скважин (площадные, рядные и т.д.). Следующим этапом после нагнетания горячей воды, является этап нагнетания обычной холодной воды, чтобы протолкнуть так называемую «прогретую зону» с теплоносителем к забою добывающих скважин.

Благодаря второму этапу, реализуется экономия энергозатрат и теплоносителя. Было установлено, что при достижении определённых объёмов закачки теплоносителя в пласт, эффективность от технологии ВГВ заметно не изменяется, поэтому непрерывная закачка горячей воды в данном случае нецелесообразна.

1.1.2 Сущность технологии ВГВ

Можно выделить 2 зоны в ходе процесса ВГВ, которые изображены на рисунке 1 и пронумерованы по направлению от начала течения в сторону движения теплового фронта. В первой зоне происходит постоянное повышение температуры, в результате чего уменьшается остаточная нефтенасыщенность. В том случае, когда нефть имеет в своём составе легколетучие УВ, эти углеводороды при испарении и конденсации могут быть вытеснены [1]. Во второй зоне происходит вытеснение нефти водой, при этом температура этой воды совпадает с пластовой температурой.

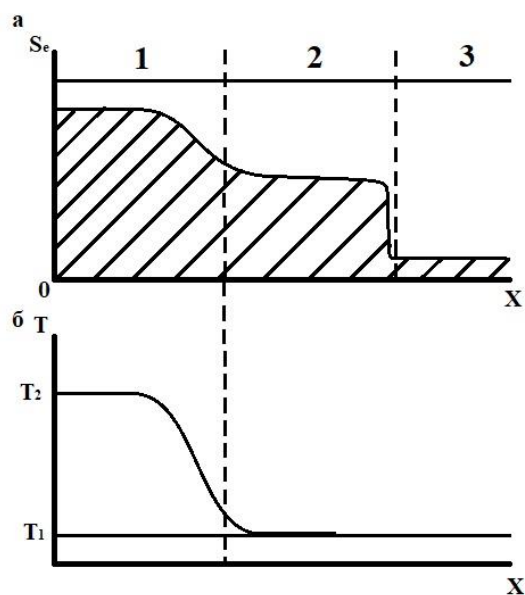


Рисунок 1 – Профили водонасыщенности (а) и температуры (б) при одномерном вытеснении нефти горячей водой в отсутствие испарения легких фракций нефти

1.2 Паротепловое воздействие (ПТВ)

1.2.1 Общие сведения о технологии ПТВ

Технология ПТВ схожа с технологией ВГВ: в нагнетательную скважину закачивается водяной пар при высокой температуре и давлении. Однако структура паротеплового воздействия отличается – при воздействии на пласт нагретого пара можно выделить три зоны: зону вытеснения нефти паром, зону горячего конденсата и зону, на которую технология ПТВ не воздействует. Немного иная структура образуется, если вместо нагретого пара применяется перегретый. В этом случае можно выделить четыре зоны: зону перегретого пара, зону насыщенного пара, зону горячего конденсата и зону остывшего конденсата. Названные структуры для нагретого и перегретого пара изображены на рисунках 2 и 3.

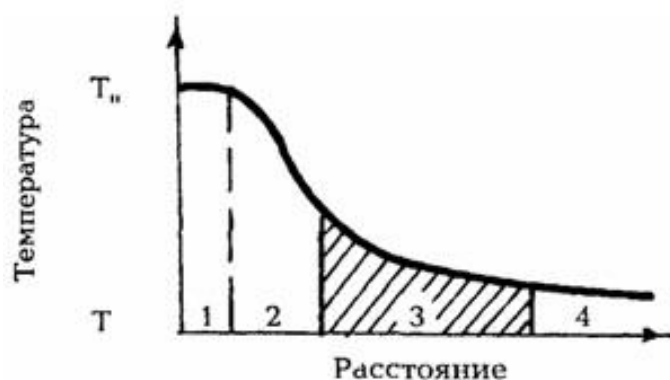


Рисунок 2 – Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него водяного пара: T_p – температура пара; T – температура пласта
 1 – зона пара; 2 – зона горячего конденсата; 3 – зона нефтяного вала и воды; 4 – начальная зона пласта

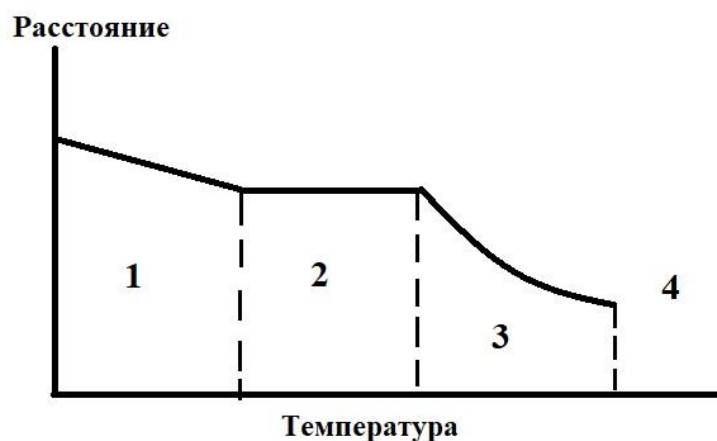


Рисунок 3 – Схема распределения температуры в пласте при нагнетании в него перегретого водяного пара:
 Зоны: 1 – перегретого пара; 2 – насыщенного пара; 3 – горячего конденсата; 4 – остывшего конденсата

Заводнение с использованием перегретого пара является более эффективным процессом, поэтому далее будет описана сущность этой технологии. Вначале температура пласта повышается за счет теплоты прогрева. При этом температура нагнетаемого перегретого пара вблизи нагнетательной скважины снижается (в зоне 1) до температуры насыщенного пара (т.е. до точки кипения воды при пластовом давлении). На прогрев пласта (в зоне 2) расходуется скрытая теплота парообразования и далее пар конденсируется. В этой зоне

температура пароводяной смеси и пласта будут приблизительно постоянны и равны температуре насыщенного пара (зависящей от давления), пока используется вся скрытая теплота парообразования. Основным фактором увеличения нефтеотдачи здесь является испарение (дистилляция) легких фракций остаточной нефти, образованной после вытеснения горячей водой. Размеры ее при практически приемлемых объемах закачки небольшие. В зоне 3 пласт нагревается за счет теплоты горячей воды (конденсата) до тех пор, пока температура ее не упадет до начальной температуры пласта. В зоне 4 температура пласта снижается до начальной [2].

1.2.2 Сравнительная характеристика ВГВ и ПТВ

Отличительные особенности ВГВ и ПТВ можно увидеть при разборе работ различных авторов, которые занимались анализом упомянутых технологий [3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10]. Основной вывод, который можно получить из детального сравнения и изучения этих работ заключается в том, что предпочтение о применении той или иной технологии следует отдавать только на основе их сравнения применительно к конкретному случаю (месторождению).

Из наиболее выделяющихся черт этих методов можно отметить, что, например, пар обладает большей энтальпией и в случае равных расходов теплоносителей, энергия, полученная от пара будет больше. Ещё одной особенностью является то, что при паре более выражено явление дистилляции легких фракций. Далее можно сравнить анализируемые технологии со стороны процесса образования эмульсии: более устойчивая эмульсия образуется при воздействии паром. В процессе выбора метода ВГВ или ПТВ необходимо рассматривать вопрос ещё и с экономической точки зрения. При выработке пара требуется воды более высокого качества, что значительно повышает цену на подготовку теплоносителя.

Однако только на этих основаниях однозначного вывода о преимуществах пара или воды делать нельзя. Выбор теплоносителя необходимо

осуществлять с учетом прежде всего физико-химических свойств нефти и геолого-физических свойств породы коллектора.

Ниже представлена таблица 1, демонстрирующая в обобщенном виде основные отличия при сравнении технологий ВГВ и ПТВ.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика ВГВ и ПТВ

Параметр	ВГВ	ПТВ
Энтальпия	-	+
Количество вводимого в пласт тепла	-	+
Дистилляция лёгких фракций	-	+
Стойкость эмульсий	+	-
Затраты на подготовку воды	+	-

1.3 Жидкофазное окисление (ЖФО)

1.3.1 Общие сведения о технологии ЖФО

Процесс жидкофазного окисления легких углеводородов является одним из методов обработки ПЗС, применение которого происходит непосредственно в продуктивном горизонте и приводит к увеличению нефтеотдачи залежей с высоковязким флюидом и растворённым в нем парафином.

Данная технология позволяет воздействовать на карбонатный коллектор в ПЗС, и осуществляется за счёт проведения непосредственно в пласте реакции по окислению молекул изомаляного альдегида (с легкими жидкими углеводородами C_3-C_{17} фракций) молекулами кислорода в присутствии дополнительного реагента – азотной кислоты, являющегося катализатором процесса [11].

1.3.2 Сущность технологии ЖФО

Процесс ЖФО является комплексным и состоит из следующих операций:

1) Закачка жидких углеводородов C_3-C_{17} в объёме, равном 0,1-5 м³ на 1 м продуктивного пласта. Часть этих углеводородов закачивается после альдегида и служит для его отделения от азотной кислоты, чтобы предотвратить их преждевременную химическую реакцию по окислению.

2) Закачивание альдегида с $V=0,1-1,5 \text{ м}^3$ на один метр продуктивного пласта.

3) Закачка раствора HNO_3 (Азотной кислоты) с $V=1-10 \text{ м}^3$ на метр продуктивного пласта. Концентрация азотной кислоты в водном растворе обычно не превышает 25%.

4) Нагнетание воздуха (в объёме до 2500 м^3) с помощью компрессоров для окисления альдегида и жидких углеводородов.

5) Временная остановка работы скважины на 2-3 суток, т.е. на срок, пока происходят химические процессы в ПЗС

6) Стравливание газа как продукта реакции, и последующий спуск оборудования для добычи нефти (ШГН, ЭЦН и пр.) [14].

Продуктами реакции является смесь муравьиной, уксусной, масляной и др. кислот, а также спирта, эфиров, кетонов, альдегидов. Но самое важное, что в результате данного процесса является выделение огромного количества теплоты, гарантирующего осуществление необходимого эффекта воздействия на пласт и содержащийся в нём флюид.

Процессы, которые имеют место быть при проведении технологии ЖФО следующие:

- Растворение вредных для производства отложений смол, асфальтенов и парафинов (АСПО) посредством выделившегося в результате окислительной реакции тепла, а также в результате воздействия отложений АСП с группой растворителей, образованной в процессе окисления изомаляного альдегида.

- Разрушается слой нефти, осевший на границе раздела с породой, в результате этого для дальнейшей теплехимической обработки органическими кислотами, образованными в результате ЖФО, становятся доступны дополнительные участки [11].

Можно выделить следующие преимущества технологии ЖФО, отличающие её от других тепловых методов:

1. Во-первых, сама реакция окисления является экзотермической, то есть в процессе её протекания выделяется тепло. Количество тепла достаточно высокое и составляет $22 \cdot 10^6$ Дж/кг (на 1 кг окисленных углеводородов)

2. Растворители, являющиеся частью окисляемого вещества, приводят к разрушению плёнки нефти.

3. В ходе реакции уксусной кислоты и оксидных соединения железа образуют соли растворимые в воде.

4. Кислоты, являющиеся частью окисляемого вещества, способствуют повышению пористости и проницаемости пород карбонатного типа.

5. В результате реакций образуются только водорастворимые вещества. Кроме того, некоторые из них относятся к ПАВ.

1.4 Тепловое полимерное воздействие (ТПВ)

Механизм процесса при ТПВ напоминает технологию ЖФО, однако по сравнению с технологией ВГВ наблюдаются значительно меньшие потери тепла при закачке теплоносителя.

При приготовлении основного компонента для проведения ТПВ – полиакриламида (ПАА) – особое внимание уделяется его вязкости. Выяснилось, что вязкость раствора полимера, приготовленного на пресной воде выше тех, что были получены с помощью минерализованной воды (снижение вязкости при использовании минерализованной воды может достигать 40%). Другим преимуществом является большая защищенности раствора ПАА от термического разложения, в отличии от растворов на пресной воде [11]. Следовательно, достаточно

Механизм извлечения нефти при применении метода ТПВ следующий:

1) Раствор ПАА с вязкостью 1,5 – 2 мПа·с нагревают до температуры 90-95°С

2) Раствор ПАА при закачке в нефтяной пласт поступает сначала в естественную систему трещин и затем попадает в глубь пласта.

В конечном счёте, происходит снижение вязкости нефти за счёт интенсивного охвата залежи горячим агентом. Через некоторое время движения по трещинам, раствор ПАА остывает до пластовой температуры, в связи с чем наблюдается значительный рост его вязкости. Это является причиной роста гидравлического сопротивления в системе трещин и причиной поступления раствора ПАА из трещин в матрицу [11].

Технология полимерного воздействия не ухудшает приемистости нагнетательных скважин в отличие от закачки холодного полимерного раствора. Соответственно, для поддержания заданного проектом темпа закачивания, необходимо повышать давления закачки. Для того, чтобы такой «манёвр» не стал причиной ГРП, приходится строго контролировать и ограничивать давление. Горячий полимерный раствор закачивается при температуре от 90 до 95°C, что ведет к понижению его вязкости в 2-3 раза, а свою очередь, это способствует увеличению приемистости нагнетательных скважин. [12]

1.5 Импульсно-дозированное тепловое воздействие с паузой и без паузы

1.5.1 Общие сведения о технологии ИДТВ

При проведении мероприятий по импульсно-дозированному воздействию происходит циклическое закачивание теплового агента и, затем, холодной воды. Необходимо поддерживать установленные расчётами объёмы закачки для поддержания необходимой температуры в геолого-физических условиях. Достаточная глубина залегания продуктивных пластов для их обработки с помощью ИДТВ составляет 1000 м и более.

Суть технологии в том, что достигается экономия энергоресурсов и сокращение потерь тепла благодаря тому, что существует определённый предел температуры теплоносителя, превышение которого не ведёт к дальнейшему улучшению пластовых условий, этот предел температуры носит название эффективной температуры ($T_{эф}$). Также, эффективное и правильное использование парогенераторных установок способствует интенсификации

притока флюида к скважине и увеличению охвата пласта методами теплового воздействия.

1.5.2 Общие сведения о технологии ИДТВ (П)

Сущность технологии заключается в том, что при циклической закачке расчетных объемов теплоносителя и холодной на этапе нагнетания воды осуществляются периодические остановки процесса (паузы). Если сравнивать технологии ИДТВ(П) и ИДТВ, то можно отметить, что наличие паузы способствует активации внутрипластовых термокапиллярных и термоупругих процессов, а также гидродинамически упругих сил между нефтенасыщенными блоками малой проницаемости и высокопроницаемыми разностями окружающих пород (каналами активной фильтрации) [13]. Таким образом, повышается охват пород-коллекторов вытеснением, что способствует увеличению нефтеотдачи.

1.6 Теплоциклическое воздействие на пласт (ТЦВП)

Суть технологии заключается в том, что в центральную нагнетательную, а также в 3 добывающие скважины закачивается теплоноситель и холодная вода по технологии ИДТВ(П). Остальные 3 скважины являются добывающими. Сразу после закачки расчётного объёма теплоносителя и воды, все скважины, кроме центральной нагнетательной, меняют свою функцию на противоположную, так, что три нагнетательные скважины становятся добывающими и три добывающие – нагнетательными соответственно [11]. Впоследствии, все скважины переводят на режим добычи, кроме нагнетательной скважины – она продолжает выполнять свою функцию по закачке уже только холодной воды в пласт. Таким образом, 3 этапа осуществляют один цикл данной технологии.

Несмотря на сохранение ряда достоинств от технологии ИДТВ, ТЦВП обладает некоторыми дополнительными преимуществами, а именно:

1. Увеличение площади зоны, охватываемой тепловым воздействием и, как результат, повышается конечная выработка запасов нефти;

2. Предел коэффициента извлечения нефти в 45% (по сравнению с 20% от заводнения и 40% от технологии ИДТВ(П))

3. Снижение удельного расхода теплоносителя на тонну нефти до 2 т/т

4. Возможность использования сетки скважин меньшей плотности.

1.7 Внутрипластовое горение (ВГ)

1.7.1 Общие сведения о технологии ВГ

Сущностью технологии внутрипластового горения является экзотермическая окислительно-восстановительная реакция. Чтобы реакция началась нужно создать энергетический импульс, который получают при поджоге некоторого количества нефти. Далее, когда создан очаг горения, начинается закачка агента в зависимости от типа внутрипластового горения.

В ходе процесса кислород соединяется с нефтью, при этом образуется углекислый газ и вода, а также выделяется энергия. Далее уже нагретая часть пласта передает тепло проходящему через неё воздуху. Температура воздуха становится достаточной для воспламенения кокса и нефти. После этого очаг горения движется далее по пластовой системе. Однако примерно 10-15% нефти в результате реакции сгорает, а выделившиеся при этом газы и пар вытесняют нефть из пласта. Данный процесс идёт непрерывно.

Стоит отметить, что ВГ имеет все основные достоинства тепловых МУН, а его область применения достаточно большой, так как внутрипластовое горение можно применять на больших глубинах[15].

1.7.2 Особенности и типы технологии ВГ

Далее изложены основные особенности технологии внутрипластового горения:

- существует 3 типа данной технологии: сухое внутрипластовое горение (СВГ), влажное внутрипластовое горение (ВВГ) и сверхвлажное внутрипластовое горение (СВВГ);

- главным фактором для процессов ВВГ и СВВГ является отношение объёма закачиваемой воды к объёму закачиваемого окислителя (воздуха), данный параметр называют водовоздушным фактором;

- интенсивные экзотермические реакции окисления нефти происходят в узкой зоне пласта, называемой фронтом горения;

- фронт горения – узкая зона пласта, где имеют место активные экзотермические реакции, температура при СВГ и ВВГ в этой части пласта равна приблизительно 400-600 °С, а при СВВГ – 200-250 °С;

- при повышении водовоздушного фактора: тепловой фронт, придвигающийся по пласту становится быстрее, снижается количество нефти, которая сгорает при продвижении этого фронта;

Существует ещё одна классификация ВГ в зависимости от направления продвижения фронта – прямоточное и противоточное внутрипластовое горение. При прямоточном ВГ тепловой фронт движется от нагнетательной скважины – к добывающей. При этом скоростью распространения тепловой волны можно управлять за счёт изменения скорости нагнетания окислителя (воздуха). В случае, когда закачка воздуха происходит через добывающую скважину, и движение фронта идёт по направлению к нагнетательной, данный процесс называют противоточным ВГ. Противоточное внутрипластовое горение применяется тогда, когда невозможно использовать прямоточное ВГ.

Выделяют следующие особенности внутрипластового горения, повышающие нефтеотдачу:

- нефть вытесняется продуктами горения, а также закачиваемой при ВВГ и СВВГ водой;

- нагрев нефти приводит к дистилляции лёгких фракций;

- происходит снижение вязкости нефти под действием высоких температур [2].

1.8 Паротепловая обработка призабойной зоны добывающих скважин (ПТОС)

ПЗС сильно влияет на такие факторы как темпы добычи нефти, величину притока, а также в целом на производительность скважины. Так как приток жидкости в скважину – радиальный, в ПЗС сконцентрировано большое количество ПАВ. Уменьшение проницаемости ПЗС может быть связано с АСПО, которые присутствуют в нефти. К тому же частицы пород пласта могут являться центрами кристаллизации [2].

При адсорбции ПАВ, содержащихся в нефти, может начаться процесс гидрофобизации среды, которая изначально была гидрофильной. Ф.А. Требин провёл эксперименты, в которых выявил, что процесс снижения фильтрации уменьшается с увеличением температуры. Помимо этого при увеличении температуры уменьшается активность процесса выделения парафина и АСПО из нефти. В связи с перечисленными особенностями термическое воздействие на ПЗС – крайне эффективный метод для увеличения нефтеотдачи.

ПТОС имеет следующие особенности, влияющие на добычу нефти:

- улучшение фильтрационных характеристик ПЗС;
- уменьшение вязкости нефти;
- изменение смачиваемости пород;
- повышение подвижности нефти;
- активизация режима растворённого газа.

ПТОС по технологии бывает двух видов: закачка теплоносителя и электропрогрев. В качестве теплоносителя выступает горячий пар, который закачивается в циклическом режиме. После закачки скважину останавливают на некоторое время для паропропитки, после чего снова запускают. Закачка пара имеет следующие преимущества, отличающие её от электропрогрева: увеличивается пластовое давление; ПЗС очищается от смолистых веществ, а также восстанавливается её проницаемость, имеет место быть процесс паропропитки; больший охват пласта воздействием [2].

2 Проблема истощения запасов нефти в России

2.1 Анализ ситуации

Рассмотрим более детально ситуацию в мире относительно запасов легкодоступной и трудноизвлекаемой нефти. Как уже говорилось в начале настоящей работы стандартные системы заводнения не могут справиться с добычей трудноизвлекаемых запасов и для выполнения задач, диктуемых современными условиями необходимы методы, нацеленные на добычу трудноизвлекаемой нефти и показывающие при этом высокие результаты, и эффективность, то есть тепловые методы увеличения нефтеотдачи.

По данным Минприроды за 2019 год добыча доступной нефти неуклонно падает, а запасы тяжелой нефти составляют по разным оценкам 6-7 млрд. т, это около 55% от всех доказанных запасов нефти в России, а согласно оценкам экспертов, в баженовской свите может содержаться 10-12 млрд тонн нефти – в настоящий момент разрабатываются новые методы на основе тепловых МУН, которые бы позволили разрабатывать баженовскую свиту.

Правительство понимает значимость высоковязкой нефти для нефтяного сектора, поэтому делает льготы на добычу компаниями тяжелой нефти. Однако в России разработка трудноизвлекаемых запасов распространена не настолько, насколько могла бы быть. Для сравнения можно привести бум в 1990-х годах для Канады и 2000-х для Венесуэла, когда они за счёт оценки и постановки на баланс месторождений тяжёлой нефти стали лидерами по доказанным запасам нефти.

Причину отсутствия повсеместной разработки в России запасов трудноизвлекаемой нефти можно связать в основном с низкой рентабельностью добычи такой нефти, что является следствием применения неэффективных методов на стадии проектирования и моделирования разработки: предприятия при составлении проекта разработки отказываются от варианта проведения тепловых МУН в пользу закачки воды или режима истощения. Эту тенденцию можно увидеть по приведенным ниже рисунку 5. На рисунке 4 изображена

динамика изменения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в России от общего объема запасов по данным ОАО «ВНИИнефть».

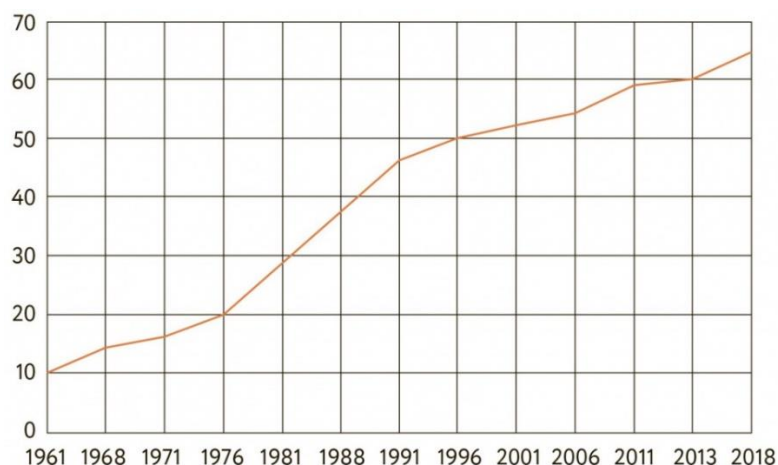


Рисунок 4 – Доля трудноизвлекаемых запасов в России

По графику можно увидеть постоянный рост доли трудноизвлекаемых запасов. В то же время по графику на рисунке 5, отражающему долю тепловых МУН на фоне всех остальных используемых технологий на предприятии Роснефть за 2011 год видно, что тепловые методы составляют лишь 34% от всего объема применяемых технологий (данные для рисунка 5 приведены на 2011 год). Совмещая графики на рисунках 4 и 5, можно понять, что на момент 2011 года ТРИЗ составляли около 60% от общего объема запасов, а доля тепловых МУН (которые и на тот момент времени тоже считались самыми эффективными методами разработки трудноизвлекаемых запасов нефти) была равна всего уже упомянутым 34%.

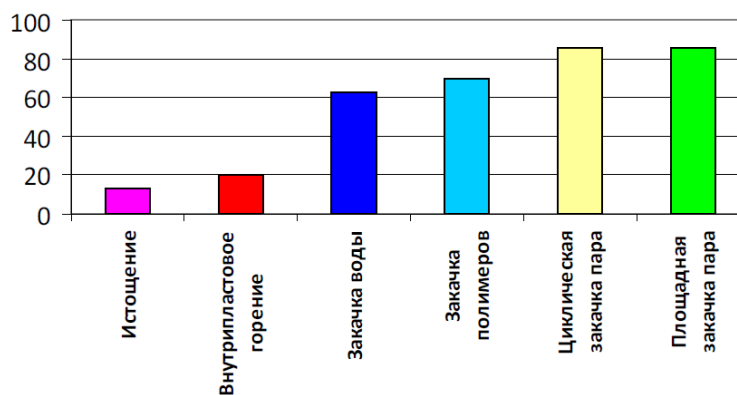


Рисунок 5 – Распределение по видам используемых технологий на предприятии Роснефть

Таким образом, приведённые данные подтверждают тот факт, что предприятия считают разработку трудноизвлекаемых запасов нерентабельной именно в связи с применением технологий, которые не могут показывать достаточную эффективность при добыче такого типа нефти. Отсюда становится возможным сформулировать цель, задачи, предмет и объект дальнейшего исследования.

2.2 Анализ возможности применения тепловых МУН на месторождении X

Целью данной главы является определение причин отказа предприятий от применения технологий теплового воздействия.

Чтобы сделать исследование более наглядным и со ссылками на реальные ситуации, в работе будет рассмотрен случай, когда Компания, составлявшая технико-экономическое обоснование КИН для месторождения X, предложила, как вариант разработки применение тепловых МУН, но тут же от него отказалась. Отсюда можно выделить задачи данной главы.

Задачи:

1. Определение причин отказа Компании от теплового воздействия;
2. Изучение геологических условий месторождения X на предмет возможного применения тепловых МУН;
3. Соотнесение месторождения X с месторождениями-аналогами, на которых применялись методы теплового воздействия;
4. Экономическое обоснование проведения технологии ВГВ на месторождении-аналоге 4;
5. Выявление на основе полученных данных причин отказа Компании от применения технологий теплового воздействия.

Объект исследования: Продуктивные пласты, эффект от проведения теплового воздействия на которых, неизвестен.

Предмет исследования: Эффективность применения на продуктивных пластах месторождения X тепловых МУН путём анализа мероприятий по их

проведению и подготовке с технической и экономической точки зрения на указанном месторождении, а также на месторождениях-аналогах.

Таким образом, в ходе работы будет изучена возможность проведения тепловых методов воздействия путём сравнения данного месторождения с месторождениями-аналогами, на которых изучаемая технология показала положительный результат. Помимо этого, будет проведено обоснование экономической эффективности на месторождении-аналоге 4.

2.2.1 Характеристика месторождения X

Промышленная нефтеносность данного месторождения связана с продуктивными пластами: ПК_{13в}, ПК_{13н}, ПК₁₅, ПК₁₆, ПК₁₈₋₂₀, А₁, А₂, А₃, А₄, А₁₀₋₁₂, Б₀₋₁, Б₂, Б₃, Б₄, Б₅, Б₆, Б₇, Б₈, Б₉, Ю₁. Утвержденные запасы нефти, числящиеся на государственном балансе по данным на 01.01.2012:

Геологические: категории С1 – 77 302 тыс. т
категории С2 – 53 406 тыс. т
Всего: 130 708 тыс. т

Извлекаемые: категории С1 – 25 034 тыс. т
категории С2 – 11 506 тыс. т
Всего: 36 540 тыс. т

Основные данные по месторождению приведены в приложении А. Более детально информация из этой таблицы и то, насколько геологические особенности месторождения X подходят для проведения теплового воздействия, будут рассмотрены в разделе 2.2.3.

2.2.2 Причины отказа Компании от проведения тепловых МУН

Одними из основных проблем, решаемыми тепловыми МУН, которые выделила Компания, стали высокое отношение вязкостей нефти и воды, а также повышенная вязкость нефти в призабойной зоне (до 150 мПа*с).

Среди тепловых методов Компания рассматривала: CSS (Cyclic Steam Stimulation), SAGD (Steam Assisted Gravity Drainage), ВГ, ПТВ, ВГВ. На графике

зависимости вязкости от температуры, приведенном ниже на рисунке 6, видно, что повышение температуры нефти в пласте не дало бы значительного снижения её вязкости. Данный фактор является одним из основных для отказа от применения теплового воздействия.

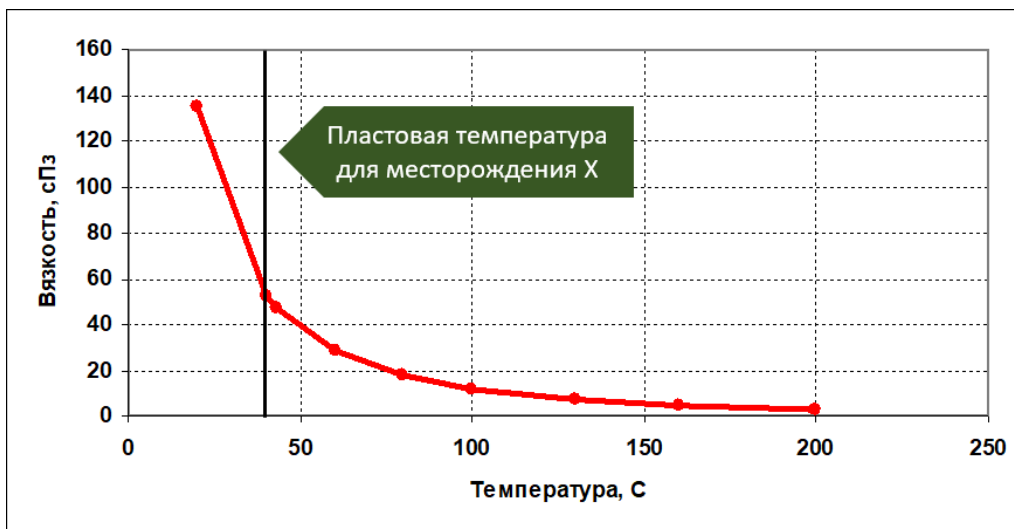


Рисунок 6 – График зависимости вязкости от температуры для месторождения X

Для того, чтобы дать более точное заключение, было проведено моделирование распространения теплового фронта при ВГВ, приведённое в приложении Б. По этому моделированию становится понятно, что значительное количество тепла поглощается породой, а тепловой фронт продвигается довольно медленно. В начале воздействия температура на забое нагнетательной скважины порядка 150°C; спустя 20 лет закачки теплоносителя через нагнетательную скважину температура на забое добывающей скважины станет равна примерно 95°C.

Таким образом, в ходе моделирования наблюдается повышение температуры относительно начальной в 2,35 раз, а снижение вязкости относительно начальной – в 3,34 раза. Учитывая срок, по прошествии которого достигаются указанные значения, – 20 лет, можно отметить, что тепловое воздействие в текущих условиях может оказаться не столь эффективным.

2.2.3 Изучение геологических условий месторождения X на предмет возможности применения тепловых МУН

В работе Г. Е. Малофеева «К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей воды в скважину» [16] установлено, что тепловой эффект от нагнетания горячего теплоносителя тем больший, чем больше толщина пласта и выше скорость фильтрации. Отсюда следует, что с точки зрения эффективности использования вводимого в пласт тепла наиболее предпочтительными являются пласты толщиной более 6 м [17]. Кроме того, стоит учитывать, что тепловое воздействие имеет сильную привязку к глубине залежи – оно неэффективно на больших глубинах.

В ходе анализа литературы, а также проводимых на различных месторождениях мероприятий по тепловому воздействию, были выявлены указанные выше и другие параметры, соответствие которым повышает результативность и шанс на успех при применении тепловых МУН. Сравнительный анализ оптимальных для термического воздействия показателей и данных по месторождению X приведён в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение параметров месторождения X с оптимальными для проведения теплового воздействия

Параметры	Рекомендуемые	Месторождение X (усредненные значения)	Пласт ПК _{13В}	Пласт ПК _{13Н}	Пласт ПК ₁₆	Пласт ПК ₁₈₋₂₀
Глубина залегания, м	до 700-1100	1090	1010	1050	1120	1180
Нефтенасыщенная толщина, м	более 6-10	8,85	6,9	7,7	9,8	11,0
Пористость, %	более 18	29,7	30,6	29,6	29,9	28,7
Вязкость пластовой нефти, мПа*с	более 50	56,85	64,1	64,1	52,0	47,2
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	более 880	909,5	912,5	912,5	907,6	905,3
Нефтенасыщенность, %	более 40	46,6	49,5	44,2	46,9	45,5
Угол наклона, град.	не ограничен	–	–	–	–	–

В данной таблице цветом выделены параметры, которые не соответствуют рекомендуемому для проведения термического воздействия. Кроме того, стоит отметить, что рассматривались лишь определённые пласты, а именно: ПК_{13В}, ПК_{13Н}, ПК₁₆, ПК₁₈₋₂₀; так как они наиболее подходят для применения на них тепловых МУН.

2.2.4 Соотнесение месторождения X с месторождениями-аналогами, на которых применялись методы теплового воздействия

Однако ни моделирование, ни оценка параметров залежи не могут дать гарантированного ответа относительно рентабельности применения технологий теплового воздействия. С целью предоставления более точного ответа на вопрос, заданный в начале данного исследования, воспользуемся методом аналогий. Данный подход заключается в подборе для исследуемого месторождения месторождений-аналогов. После подбора определяется успешность с экономической точки зрения анализируемого мероприятия на этих месторождениях, что позволяет сделать предположение об успешности его на исследуемом месторождении.

Далее будут рассмотрены основные параметры четырёх месторождений-аналогов, а также произведена оценка степени соответствия этих параметров геологическим данным для месторождения X. Оценка соответствия выражена в процентах и указана в скобках около каждого параметра.

1) Месторождение-аналог 1

Характеристика месторождения:

Тип коллектора – карбонатный;

Средняя глубина залегания – 1150 м (+5,5 %);

Вязкость нефти в пластовых условиях – до 200 мПа*с (+75,9 %);

Плотность нефти в пластовых условиях – 0,906 г/см³ (-0,4 %);

Средняя нефтенасыщенность – 84% (+80,3 %);

Пластовая температура – 28°C (-30,9 %);

Средняя нефтенасыщенная толщина – 22,9 м (+158,8 %);

Пористость – 18% (-39,3 %).

Применяемые технологии теплового воздействия: ВГВ, ИДТВ, ИДТВ (П), ТЦВП.

Эффективность применяемых технологий: Согласно прогнозу, при сохранении текущей системы разработки наблюдается превышение прогнозного КИН над утверждённым. Добыча с использованием технологий теплового воздействия оказалась успешной.

2) Месторождение-аналог 2

Характеристика месторождения:

Тип коллектора – трещиновато-поровый;

Средняя глубина залегания – 1500 м (+37,6 %);

Вязкость нефти в пластовых условиях – 78 мПа*с (+37,2 %);

Плотность нефти в пластовых условиях – 0,91 г/см³ (+0 %);

Средняя нефтенасыщенность – 88% (+88,8 %);

Пластовая температура – 32°C (-21,0 %);

Средняя нефтенасыщенная толщина – 36 м (+306,8 %);

Пористость – 16,4% (-44,8 %).

Применяемые технологии теплового воздействия: ТПВ.

Эффективность применяемых технологий: Промысловые данные показывают высокую эффективность применения термополимерного метода. Нефтеотдача на участке ТПВ превысила утверждённую ГКЗ (39%) и составила 40,9%. Отмечается, что принятый ГКЗ коэффициент нефтеотдачи 39 % (при заводнении) оказался явно завышенным. Экспериментальные и расчётные исследования показали, что конечный КИН не превысит 25%. Накопленная добыча нефти на участке ТПВ составила 511,2 тыс. тонн, что превышает расчётную на 19,7 тыс. тонн.

3) Месторождение-аналог 3

Характеристика месторождения:

Тип коллектора – карбонатный;

Средняя глубина залегания – 840 м (-22,9 %);

Вязкость в пластовых условиях – 93 мПа*с (+63,6 %);

Пластовая температура – 22°C (-45,7 %);

Средняя нефтенасыщенная толщина – 9,5 м (+7,3 %).

Применяемые технологии теплового воздействия: ВВГ.

Эффективность применяемых технологий: На данном месторождении технология влажного ВГ не дала положительного результата, в связи с чем были проведены дальнейшие исследования и была рекомендована другая технология с учётом полученных данных. Рекомендуемые технологии: Электрические и индукционные нагреватели.

Таким образом, хоть использование влажного внутрипластового горения не дало результатов, на основе полученных в ходе применения этой технологии данных, был рекомендован другой подход, также основанный на применении тепловых МУН.

4) Месторождение-аналог 4

Характеристика месторождения:

Тип коллектора – трещинно-кавернозно-поровый;

Средняя глубина залегания – 1260 м (+15,6 %);

Вязкость в пластовых условиях – 710 мПа*с (+1 148,9 %);

Плотность нефти в пластовых условиях – 0,93 г/см³ (+2,2 %);

Пористость – 20% (-32,6 %).

Стоит отметить, что такая большая вязкость при относительно схожих остальных параметрах позволит дать оценку эффективности тепловых МУН в условиях менее благоприятных, чем на месторождении X.

Применяемые технологии теплового воздействия: ВГВ, ПТВ, ПТОС.

Эффективность применяемых технологий: На месторождении-аналоге 4 были проведены ОПР по закачке горячей воды – на 2-х участках и ОПР по закачке пара – на одном участке. Помимо этого, на данном месторождении применяется ПТОС.

Дополнительная добыча от закачки пара за период воздействия составила почти 25%. Выполнено около 300 ПТОС со средним приростом 13,4 т/сут. Также

на данном месторождении ведутся работы по внедрению технологии усовершенствованного SAGD; ожидаемый эффект – 547,8 тыс. т нефти.

2.3 Обоснование экономической эффективности проведения технологии ВГВ на месторождении-аналоге 4

Однако прирост дебита на месторождениях-аналогах не означает, что мероприятие окупилось, поэтому для более точного и объективного ответа на вопрос, поставленный в начале главы, необходимо исследовать экономическую эффективность мероприятия.

В данном разделе будет рассмотрена успешность применения технологии воздействия горячей водой на одном из участков месторождения-аналога 4 с точки зрения экономической рентабельности. В данном разделе приводятся расчеты экономической составляющей мероприятия за каждый год проведения. При этом проектная длительность проведения мероприятия – 15 лет.

Настоящий раздел будет разделен на 4 части:

1. Расчёт оборудования для проведения ВГВ;
2. Расчёт НДС;
3. Расчёт экономической эффективности мероприятия;
4. Анализ чувствительности проекта.

Исходные данные для расчетов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Исходные данные по месторождению-аналогу 4 для расчета экономической эффективности мероприятия [18]

Показатели	Значения	Ед. измер.
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.

Продолжение таблицы 3

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. Подобное явление происходит ввиду того, что эффективность воздействия падает с течением времени.

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

2.3.1 Расчёт и сравнительный анализ котельных установок

В ходе выполнения работы были рассмотрены три стационарные котельные установки: 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 4.

Таблица 4 – Характеристики котельных установок

Параметры	ППГУ-4/120М	"Такума", VS-90F	KSK SGB-H-12 500
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, дизельное топливо
Расход топлива, кг/ч	310	670	690
Установленная электрическая мощность, кВт	75	200	160
Емкость баков, м3 топливного сырой воды очищенной воды	1 5 5	- - -	- - -
Масса блоков, т парогенератора подготовки	29,5 10,2	44 8	45 12
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 5.

Таблица 5 – 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

* – здесь 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» [19].

Как видно из этой таблицы, котельная установка ППГУ-4/120М не подходит под заявленные требования, так как для неё максимальный расход теплоносителя на скважину составляет 4 т/ч, тогда 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

$$E_{\text{кип}} = C_{\text{в}} * (200 - t_{\text{в}}) * 10^{-3}, \quad (1)$$

где $C_{\text{в}}$ – теплоёмкость воды в заданных условиях, 4455 Дж/кг*К; t – температура воды.

При расчетах в качестве теплоносителя была выбрана перегретая вода при давлении 10,1 МПа и температуре 200°C. 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

$$E_{\text{уд}} = \frac{Q}{q}, \quad (2)$$

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

- 3) Затраты на топливо

$$Z_{\text{т}} = T * N * Q_{\text{т}} * P_{\text{н}}, \quad (3)$$

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.

$$Z_{эл} = P_{эл} * W_y * T, \quad (4)$$

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

Результаты вычислений для всех трёх установок приведены в таблице 6.

Таблица 6 – 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
Затраты на топливо, тыс. руб	79876,64	73489,34	74995,03
Затраты на электроэнергию, тыс. руб	7398,26	19728,68	15782,95
Суммарные затраты, тыс. руб	87274,89	93218,03	90777,98

Затраты и расходы посчитаны для 15 нагнетательных скважин с учётом работы одной установки, однако стоит понимать, что выводы относительно экономической эффективности останутся справедливы, так как при увеличении количества установок будет уменьшаться время работы каждой из них, но при этом каждая из них будет тратить всё то же рассчитанное количество топлива, а их общее время работы будет равно приведенному выше для 1-й установки на все 15 скважин.

Таким образом, по полученным из таблицы 7 данным выбираем котельную установку KSK SGB-H-12 500, стоимость использования которой составит 90 778 тыс. руб.

2.3.2 Расчёт НДС

Ввиду того, что рассматриваемая ситуация имеет место быть в 2011 году, все используемые значения коэффициентов, курса валют, ставок дисконтирования и прочего взяты за 2011 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 5.

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

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 6.

$$K_3 = 0,125 * V_3 + 0,375, \quad (6)$$

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

Формула для расчета НДС выглядит следующим образом:

$$\text{НДПИ} = \text{Нб}(\text{С} * \text{К}_ц - \text{К}_{\text{НДПИ}} * \text{К}_ц * (1 - \text{К}_в * \text{К}_з * \text{К}_д * \text{К}_{\text{дв}} * \text{К}_{\text{кан}})), \quad (7)$$

где Нб – налоговая база, т; С – ставка дисконта, руб/т.

При определении коэффициентов руководствовались НК РФ статьями 342.2, 342.5, а также информацией с официального налогового портала РФ [20, 21, 22]. В итоге, налог составил 181 610 тыс. руб. за весь период разработки.

2.3.3 Анализ влияния мероприятия на технико – экономические показатели

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

$$\Delta Q(q) = \Delta q * T * \text{Кэ} * N, \quad (8)$$

где Δq – 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.; Кэ – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q(q) = 1,34 * 365 * 0,96 * 62 = 29\ 111,2 \text{ т},$$

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

$$\Delta \text{ПТ} = \frac{\Delta Q * \text{Ц}_н}{\text{Ч}_{\text{ППП}}}, \quad (9)$$

где $\Delta \text{ПТ}$ – повышение производительности труда, руб./чел; ΔQ – прирост добычи, т; $\text{Ц}_н$ – цена одной тонны нефти, руб.; $\text{Ч}_{\text{ППП}}$ – 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 м³; плотность нефти по данному месторождению равна 945 кг/м³) 150,26 кг. Отсюда цена одной тонны нефти равна 23 508,9 руб.

$$\Delta \text{ПТ} = \frac{29\ 111,2 * 23\ 508,9}{154} = 4\ 443\ 982 \text{ руб/чел},$$

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

$$\Delta C = Z_{\text{пост}} * \left(\frac{1}{Q} - \frac{1}{Q+\Delta Q} \right), \quad (10)$$

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

$$Z_{\text{пост}} = Q * C * \frac{100 - D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (11)$$

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

$$Z_{\text{пост}} = 400 * 2\,394,7 * \frac{100 - 62}{100} = 363\,994,4 \text{ тыс руб,}$$

$$\Delta C = 363\,994,4 * \left(\frac{1}{400} - \frac{1}{400 + 29,11} \right) = 61,734 \text{ руб/т,}$$

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

$$\Delta P_{\text{рп}} = \Delta Q_{\text{р}} * (C_{\text{н}} - (C - \Delta C)), \quad (12)$$

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; ΔC – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta P_{\text{рп}} = 29\,111,2 * (23\,508,9 - (2\,394,7 - 61,734)) = 6,16 * 10^8 \text{ руб,}$$

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

$$\Delta P_{\text{ч}} = \Delta P_{\text{рп}} - N_{\text{пр}}, \quad (13)$$

$$\Delta P_{\text{ч}} = 6,16 * 10^8 - 1,82 * 10^8 = 616\,276 \text{ тыс. руб,}$$

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.

2.3.4 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

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

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_{\text{э}} \cdot N, \quad (14)$$

где Δq – 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 последний года.

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 * K_{\text{п}}), \quad (15)$$

$$\Delta q_{15} = \Delta q_{14} - (\Delta q_{14} * K_{\text{п}}), \quad (16)$$

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

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

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

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_{\text{н}}, \quad (17)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

$C_{\text{н}}$ – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 29\,111,2 * 23\,508,91 = 684,37 \text{ млн. руб/год},$$

$$\Delta B_2 = 28\,363,4 * 23\,508,91 = 666,79 \text{ млн. руб/год},$$

$$\Delta B_{15} = 20\,222,1 * 23\,508,91 = 475,40 \text{ млн. руб/год},$$

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

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{допт}} + Z_{\text{мер}}, \quad (18)$$

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

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{допт}} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у/пер}}}{100}, \quad (19)$$

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

$$\Delta Z_{\text{допт}1} = 29\,111,2 \cdot 2\,394,7 \cdot \frac{62}{100} = 43\,221\,854 \text{ руб/год},$$

$$\Delta Z_{\text{допт}2} = 28\,363,4 \cdot 2\,394,7 \cdot \frac{62}{100} = 42\,111\,518 \text{ руб/год},$$

$$\Delta Z_{\text{допт}15} = 20\,222,1 \cdot 2\,394,7 \cdot \frac{62}{100} = 30\,023\,995 \text{ руб/год},$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{мер}} \cdot T_{\text{разр}} \cdot N_{\text{н.скв}} + C_{\text{об}}, \quad (20)$$

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:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп1}} + C_{\text{мер}} = 43\,222 + 8\,212 = 166\,400 \text{ тыс. руб.},$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп2}} + C_{\text{мер}} = 165\,289 \text{ тыс. руб.},$$

$$\Delta Z_{15} = \Delta Z_{\text{доп15}} + C_{\text{мер}} = 153\,202 \text{ тыс. руб.},$$

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

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт}} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (21)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.; ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт1}} = 684,37 - 166,40 = 517,97 \text{ млн. руб.},$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт2}} = 666,79 - 165,29 = 501,50 \text{ млн. руб.},$$

$$\Delta\Pi_{\text{н/облт15}} = 475,40 - 153,20 = 322,20 \text{ млн. руб.},$$

Определяем величину налога на прибыль за t -й год:

$$\Delta H_{\text{пр}t} = \Delta\Pi_{\text{н/облт}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (22)$$

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

$$\Delta H_{\text{пр}1} = 517,97 \cdot \frac{20}{100} = 103,59 \text{ млн. руб.},$$

$$\Delta H_{\text{пр}2} = 501,50 \cdot \frac{20}{100} = 100,30 \text{ млн. руб.},$$

$$\Delta H_{\text{пр}15} = 322,20 \cdot \frac{20}{100} = 64,44 \text{ млн. руб.},$$

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

$$\Delta ДП_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - H_t = \Delta П_{н/облt} - \Delta Н_{прt}, \quad (23)$$

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

$$\Delta ДП_2 = 501,50 - 100,30 = 401,20 \text{ млн. руб.},$$

$$\Delta ДП_{15} = 322,20 - 64,44 = 257,76 \text{ млн. руб.},$$

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

$$ПДН_t = \Delta ДП_t - КВ_t, \quad (24)$$

$$ПДН_1 = \Delta ДП_1 - C_{об} = 414,38 - 22,50 = 391,88 \text{ млн. руб.},$$

$$ПДН_2 = \Delta ДП_2 = 401,20 \text{ млн. руб.},$$

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

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$НПДН_t = \sum_{t=1}^{T_{разр}} \Delta ПДН_t, \quad (25)$$

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

$$НПДН_2 = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 = 414,38 + 401,20 = 815,58 \text{ млн. руб.},$$

$$НПДН_{15} = \Delta ДП_1 + \Delta ДП_2 + \Delta ДП_3 + \dots + \Delta ДП_{15} = 414,38 + 401,20 + \\ + 388,36 + \dots + 257,76 = 4\,974,93 \text{ млн. руб.},$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$ДПДН_t = \frac{\Delta ДП_t}{(1+i)^t}, \quad (26)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$ДПДН_1 = \frac{414,38}{(1+0,1242)^1} = 368,60 \text{ млн. руб.},$$

$$ДПДН_2 = \frac{401,20}{(1+0,1242)^2} = 317,45 \text{ млн. руб.},$$

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

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$ЧТС_t = \sum_{t=1}^{T_{разр}} ДПДН_t, \quad (27)$$

$$ЧТС_1 = ДПДН_1 = 368,60 \text{ млн. руб.},$$

$$ЧТС_2 = ДПДН_1 + ДПДН_2 = 368,60 + 317,45 = 686,05 \text{ млн. руб.},$$

$$ЧТС_{15} = ДПДН_1 + ДПДН_2 + ДПДН_3 + \dots + ДПДН_{15} = 368,60 + 317,45 +$$

$$+273,34 + \dots + 44,52 = 2\,365,60 \text{ млн. руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в приложении В.

2.3.5 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:

$$\Delta q' = \Delta q * 0,8, \quad (28)$$

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

Влияние данного изменения на зависимые экономические параметры приведено в приложении Г.

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

$$C_{\text{мер}}' = C_{\text{мер}} * 1,2, \quad (29)$$

$$C_{\text{мер}}' = 8\,211,9 * 1,2 = 9\,854,2 \text{ тыс. руб.}$$

Влияние данного изменения на зависимые экономические параметры приведено в приложении Д.

Расчет ЧТС при увеличении текущих затрат на 20%:

$$\Delta Z'_{\text{доп}} = \Delta Z_{\text{доп}} * 1,2, \quad (30)$$

$$\Delta Z'_{\text{доп1}} = \Delta Z_{\text{доп1}} * 1,2 = 51,87 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta Z'_{\text{доп2}} = \Delta Z_{\text{доп2}} * 1,2 = 50,53 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta Z'_{\text{доп15}} = \Delta Z_{\text{доп15}} * 1,2 = 36,03 \text{ млн. руб.}$$

Влияние данного изменения на зависимые экономические параметры приведено в приложение Е.

Ниже будет рассчитана разница между измененными значениями ЧТС и базисным NPV как разница между значением измененного и начального ЧТС. Результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Распределение значимости изменяемых параметров на значение ЧТС

Наименование варьируемого параметра	Базисный ЧТС, 10 ⁶ руб	Изменённое значение ЧТС, 10 ⁶ руб	Разница, 10 ⁶ 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 8.

Таблица 8 – Двустороннее влияние изменяемых параметров на значение ЧТС, тыс. руб

	-20%	0	20%
Объём добычи	-604 395	0	604 395
Капитальные затраты	131 275	0	-131 275
Текущие затраты	40 744	0	-40 744

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

Далее сравним величины, чтобы параметр, отклонение которого от проектируемого значения сильнее всего скажется на финансово-экономических показателях. Этим параметром оказался объём добычи нефти.

Результаты анализа чувствительности графически представлены на рисунке 7.

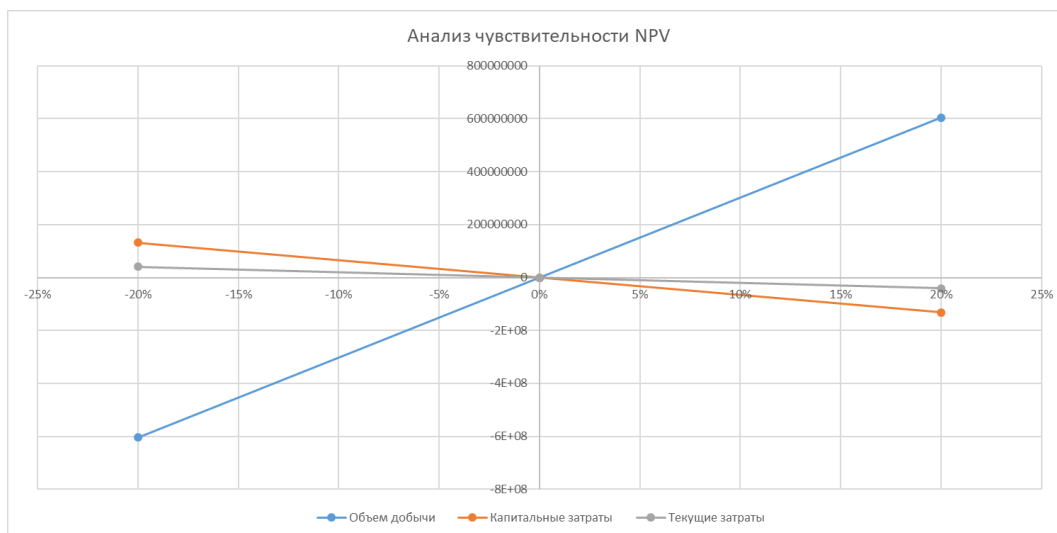


Рисунок 7 – Анализ чувствительности NPV

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.

$$PI = \frac{NPV}{Z_{мер}} = \frac{\sum_{t=1}^{T_{разр}} ДПДН_t}{Z_{мер}} = 1,26, \quad (31)$$

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

Срок окупаемости проекта вычисляется по следующей формуле:

$$PP = \frac{Z_{мер}}{ДПДН_{ср}} = \frac{Z_{мер}}{\frac{\sum_{t=1}^{T_{разр}} ДПДН_t}{T_{разр}}} = 11,86 \text{ лет} = 4328,4 \text{ дней}, \quad (32)$$

где ДПДН_{ср} – средний дисконтированный поток денежной наличности за время разработки.

2.4 Заключение о причинах отказа предприятий от применения технологий теплового воздействия

Для ответа на поставленный в начале исследования вопрос о причинах отказа предприятий от тепловых МУН, необходимо сформулировать ключевые выводы, полученные в ходе анализа решения Компании относительно месторождения X. После чего эта информация поможет дать ответ на задачи

исследования. Таким образом, в ходе данной работы станет возможным взглянуть на ситуацию с ТРИЗ в России через призму частного случая.

2.4.1 Заключение о причинах отказа Компании от применения тепловых МУН на месторождении X

В ходе исследования было выяснено, что Компания имела следующие причины для отказа от проведения технологии теплового воздействия:

1) Достаточно высокая температура флюида. Снижение вязкости нефти при повышении температуры подчиняется экспоненциальному закону (рис. 6 представляет собой экспоненту в отрицательной степени). Это значит, что чем больше начальная температура нефти, тем меньший эффект даст тепловое воздействие;

2) Значительные теплотери в толщу пород.

Однако на основании анализа, проведенного в данной главе, можно назвать следующие причины для проведения теплового воздействия:

1) Параметры залежи подходят для применения тепловых МУН;

2) Тепловое воздействие дало прирост дебита на месторождениях-аналогах;

3) На месторождении-аналоге 4 согласно проведенному обоснованию экономической эффективности мероприятия, воздействие горячей водой оказалось рентабельным. 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.

В итоге, по наличию подходящих для теплового воздействия пластов и эффективности использования тепловых МУН на месторождениях-аналогах можно сделать предварительное заключение о возможности осуществления технологии на месторождении X. Хотя для более точного заключения требуется проведением дополнительных исследований.

Однако ключевым в данном исследовании является тот факт, что не учитывалась эффективность и прибыльность других технологий, например,

бурение горизонтальных скважин, химические и физические МУН, МГРП и прочее. Ввиду того, что вязкость пластовой нефти сравнительно с месторождениями-аналогами небольшая, на месторождении X возможно использование других технологий, кроме тепловых, которые могут дать большую эффективность в текущих условиях. Несмотря на это, в ходе исследования были выявлены важные особенности развития тепловых МУН в России, которые представлены ниже.

2.4.2 Проецирование полученных результатов на ситуацию в России

В ходе исследования было выявлено, что тепловые МУН хоть и показывают высокую эффективность для залежей с нефтью высокой вязкости, тем не менее требуют больших финансовых затрат на начальном этапе, а срок их окупаемости не позволяет получать значительную прибыль на первых этапах проекта.

Если смотреть на ситуацию развития и использования тепловых МУН в России, то, руководствуясь полученными при рассмотрении частного случая данными, можно заключить, что предприятия, зная о необходимости больших капиталовложений, высоком сроке окупаемости (что означает, что прибыль от мероприятия будет получена не сразу), рисках при применении рассматриваемых технологий (более подробно будет рассмотрено в главе «Социальная ответственность»), а также специфичности при использовании методов теплового воздействия (ограниченность по глубине залежи нефти, слабая эффективность при высокой начальной температуре флюида и низкой вязкости нефти) пренебрегают ими в пользу более современных и популярных технологий; что, в свою очередь, затормаживает развитие тепловых МУН.

В связи с полученными результатами исследования в следующей главе будет проведён анализ с использованием теории решения изобретательских задач, целью которого является выявление основных недостатков рассматриваемых технологий, а также путей решения, возникающих в ходе применения тепловых МУН, противоречий.

3 Анализ тепловых МУН с использованием методов теории решения изобретательских задач (ТРИЗ)

3.1 Актуальность применения ТРИЗ в выполняемой работе

ТРИЗ – теория решения изобретательских задач. Под этим названием сегодня понимается значительный объем методических инструментов, объединенных следующими задачами: повышение эффективности процесса создания новых идей, а также совершенствование эксплуатационных характеристик технического устройства (ТС) [23].

В результате проведенного в предыдущей главе исследования было выявлено, что сдерживающим фактором широкого внедрения тепловых МУН в России являются такие их особенности как большие материальные затраты при их использовании, в результате чего значительно повышается себестоимость добываемой нефти, а также определенные требования к геологическим условиям, при невыполнении которых эффективность тепловых МУН будет мала. Поэтому совершенствование существующих и создание более эффективных тепловых методов является важной задачей в нефтедобыче.

Целью главы является анализ тепловых МУН с использованием ТРИЗ.

Объект исследования: тепловые методы увеличения нефтеотдачи (ВГВ, ПТВ, ЖФО, ТПВ, ИДТВ, ИДТВ (П), ТЦВП, ВГ, ПТОС).

Предмет исследования: Основные недостатки тепловых МУН и пути их решения.

3.2 Интегральная оценка основных характеристик

Цель данного раздела заключается в выявлении тех тепловых МУН, исследование которых с использованием ТРИЗ является целесообразным.

Технология теплового воздействия берет свое начало ещё в 20-30-х годах 20 века, за это время были разработаны разные методы, часть из которых уже устарела. Таким образом, чтобы отсеять старые и нерентабельные методы, использование которых в современном мире является нецелесообразным, будет проведена интегральная оценка.

Интегральная оценка основных характеристик – это метод обобщенных или интегральных оценок объектов, характеризующихся неоднородными параметрами. Для оценки использовались параметры, приведенные в таблице 9. Таблица 9 – Соответствие номеров на оси абсцисс на рис. 8 и 9 и качественных параметров

№	Параметры
1	максимально возможный КИН с использованием данной технологии
2	дополнительная добыча нефти
3	продолжительность технологического эффекта
4	экономическая эффективность
5	способность поддерживать заданный уровень добычи
6	себестоимость нефти с учетом применения технологии
7	стоимость дополнительного оборудования для применения технологии
8	стоимость переоборудования скважины и куста для применения технологии
9	количество необходимых специалистов для проведения мероприятия
10	количество необходимых человеко-часов для реализации технологии
11	стоимость теплоносителя для реализации технологии в ед. времени
12	риск возникновения аварии при внедрении и применении технологии
13	сложность реализации технологии
14	зависимость от ФЕС пласта, параметров залежи и реологических свойств нефти
15	негативный эффект на дальнейшую добычу при применении технологии

Существуют следующие способы оценки ТС:

- 1) Арифметическая сумма частных параметров

$$P_{\Sigma} = P_1 + P_2 + \dots + P_i, \quad (33)$$

где P_{Σ} – интегральная оценка объекта; P_i – оценка i -ого параметра.

- 2) Коэффициенты весомости параметров

Коэффициент весомости показывает значимость этого параметра в конкретной ситуации. Таким образом, формула для расчета интегральной оценки примет вид:

$$P_{\Sigma} = k_1 P_1 + k_2 P_2 + \dots + k_i P_i, \quad (34)$$

где k_i – коэффициент весомости i -ого параметра.

- 3) Произведение частных параметров

$$P_{\Pi} = P_1 * P_2 * \dots * P_i, \quad (35)$$

4) Суммирование квадратов оценок частных параметров

Суть этого метода можно представить в виде следующей формулы:

$$P_{\Sigma V} = \sqrt{(k_1 * P_1)^2 + (k_2 * P_2)^2 + \dots + (k_i * P_i)^2}, \quad (36)$$

Результаты вычислений по данным ТС приведены ниже в таблице 9. Помимо этого, в приложении Ж расписаны результаты количественных оценок, изучаемых МУН по заданным выше критериям.

Таблица 10 – Результаты интегральной оценки исследуемых МУН

Метод интегральной оценки	Тепловые МУН								
	ВГВ	ПТВ	ВГ	ТПВ	ЖФО	ПТОС	ИДТВ	ИДТВ(П)	ТЦВП
Арифметическая сумма	70	71	72	74	68	87	79	80	74
Коэффициент весомости параметров	51,3	51,3	48,9	48,6	44,5	58	58,5	59,6	56,3
Произведение	43,6	154,8	86,7	334,4	27,4	562,5	2646,5	1032,2	30,2
Суммирование квадратов	15,8	15,0	13,9	13,4	12,8	17,2	16,6	17,8	18,1

По результатам проведенной оценки частных параметров, представленных в таблице 10, получили 4 ТС, интегральная оценка которых наибольшая и которые будут исследоваться в следующих разделах.

3.3 Стратегическая канва

Стратегическая канва по своей сути является графическим отображением интегральной оценки ТС. Другими словами, стратегическая канва позволяет увидеть основные недостатки и преимущества ТС. На рисунках 8 и 9 представлена стратегическая канва. Для этих графиков номера по оси ординат соответствуют оценке в баллах от 1 до 9, а по оси абсцисс – качественным параметрам, представленным в таблице 9.

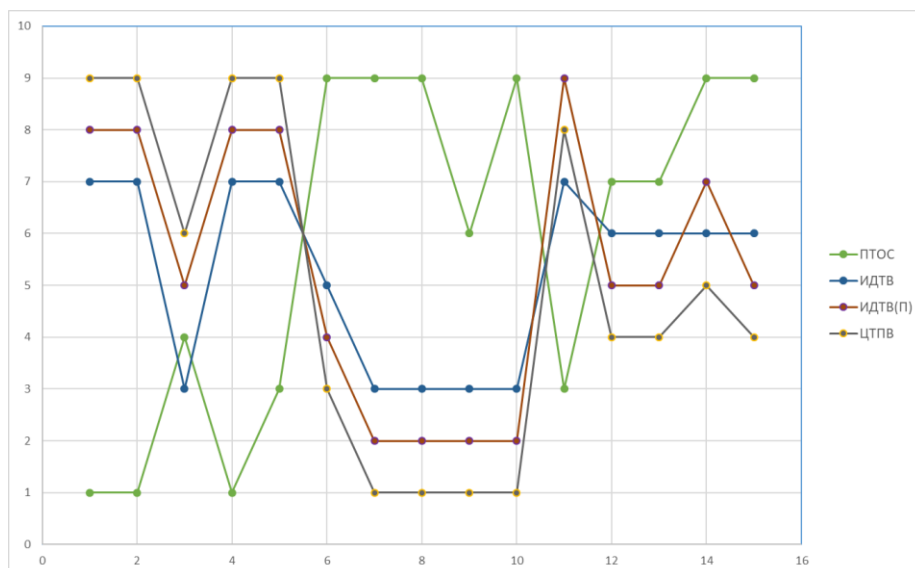


Рисунок 8 – Стратегическая канва без учёта коэффициентов весомости параметров

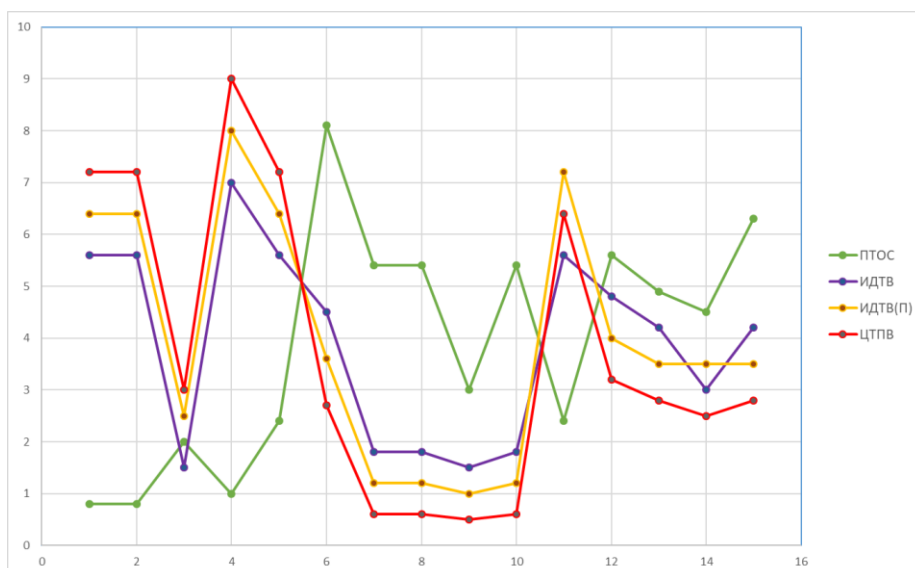


Рисунок 9 – Стратегическая канва с учётом коэффициентов весомости параметров

В итоге, по кривым зависимости стратегической канвы можно сделать выводы относительно недостатков тепловых МУН, основным из которых является фокусировка. Каждая стратегия должна иметь фокус на чем-то конкретном, что ставится в центр и к чему прилагаются максимальные усилия, которые уже тянут за собой все остальное. Суть этой идеи заключается в том, что на данный момент существующие тепловые МУН имеют схожие экстремумы на графике оценки частных параметров и осуществляются по схожей технологии.

Данный факт говорит об однотипности и единообразии в сфере тепловых методов увеличения нефтеотдачи, что отрицательно сказывается на их использовании и распространении в нефтегазовой отрасли. Для более наглядного понимания проблемы на рисунке 10 изображена стратегическая канва для всех рассматриваемых в этой работе тепловых МУН.

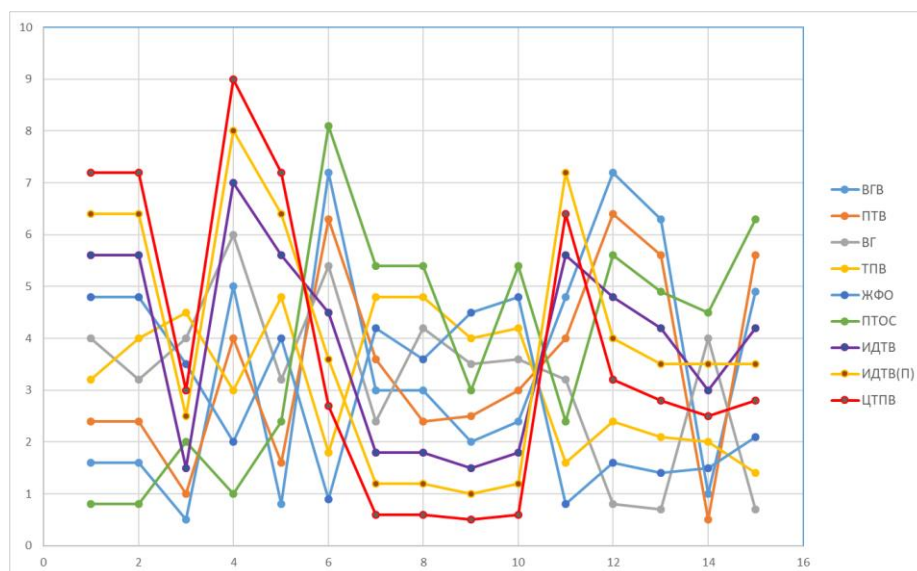


Рисунок 10 – Стратегическая канва с учётом коэффициентов весомости параметров для всех тепловых МУН

Полученные графики будут необходимы для анализа, проводимого в следующем разделе.

3.4 Таблица Альтшуллера

В основу построения таблицы Альтшуллера был положен принцип: улучшение одного из параметров технической системы приводит к ухудшению другого. В итоге была составлена матрица 39x39, каждая ячейка которой (за исключением диагональных ячеек) соответствует тому или иному типу технического противоречия и номеру приёма для его решения.

Далее будут по полученным из анализа данным выделены противоречия и названы номера методов их решения; более подробно приёмы решения будут рассмотрены в следующем разделе. При этом, будут упомянуты лишь основные противоречия, решения на которые могут быть найдены в рамках настоящего исследования.

1) ПТОС

- 1-ое противоречие: Параметр – Максимально возможный КИН с использованием данной технологии

ПТОС позволяет значительно увеличить среднесуточную добычу нефти сразу после проведения мероприятия. Однако, продолжительность технологического эффекта при этом довольно низкая, в связи с чем суммарная дополнительная добыча нефти не так велика, а КИН меняется незначительно.

Графы «Мощность» и «Производительность» выступают в качестве параметра, который нужно изменить, «Затраты энергии неподвижным объектом» – в качестве параметра, который ухудшается при изменении.

Предложенные методы решения противоречия: 1, 3, 35, 31.

- 2-ое противоречие: Параметр – Экономическая эффективность

Данное противоречие является противоположным предыдущему. То есть необходимо снизить затраты энергии, при этом пострадают производительность и мощность.

Предложенные методы решения противоречия: 1, 6.

2) ИДТВ

- 1-ое противоречие: Параметр – Универсальность относительно ФЕС пласта, параметров залежи и реологических свойств нефти

Вопрос применимости метода к разным параметрам залежи в данной задаче подразумевает его неэффективность при большой глубине продуктивного пласта ввиду снижения температуры теплоносителя при движении по скважине.

Снижение потерь энергии возможно за счёт усложнения строения самого ствола скважины. Возможно применение теплоизолированных НКТ более сложного типа, или использование нескольких слоев теплоизолированных НКТ. И то, и другое приведёт к усложнению конструкции. Таким образом, имеем противоречие: «Потери энергии» – «Сложность устройства»

Предложенные методы решения противоречия: 7, 23.

3) ИДТВ (П)

Технология ИДТВ (П) по своей сути очень схожа с технологией ИДТВ. Если проанализировать стратегическую канву, то можно понять, что данная технология по своим экстремумам совпадает с ИДТВ, поэтому для неё противоречия и ответы на них будут аналогичны технологии ИДТВ.

4) ЦТПВ

Данный метод более сложный, чем остальные, а данные относительно его детальной реализации отсутствуют в широком доступе, как и информация для проведения инженерно-технических и экономических расчётов, в связи с чем метод ЦТПВ рассматриваться не будет.

3.5 Методы устранения противоречий

Как уже говорилось в предыдущем разделе, таблица Альтшуллера служит для выявления противоречия и указывает номер приёма, который может это противоречие решить. В данном разделе будут более подробно рассмотрены приёмы решения противоречий.

1) ПТОС

- 1-ое противоречие: Параметр – Максимально возможный КИН с использованием данной технологии

Часто на практике для проведения паротепловой обработки используются передвижные установки, поставленные на шасси автомобиля повышенной проходимости (ППУА и ППУ). Эти парогенераторы не могут развивать большие мощности для производства достаточного теплоносителя для значительного увеличения дополнительной добычи скважин.

Для решения этого вопроса возможно применить сразу 2 принципа [23]:

1. Принцип дробления: Разделить объект на независимые части; Выполнить объект разборным; Увеличить степень дробления объекта.

2. Принцип местного качества: Перейти от однородной структуры объекта (или внешней среды, внешнего воздействия) к неоднородной; Разные части объекта должны иметь (выполнять) различные функции; Каждая часть объекта должна находиться в условиях, наиболее благоприятных для ее работы.

Так как имеющиеся установки не могут обеспечить достаточную мощность при проведении ПТОС, следует сделать определённые части этих установок полустационарными, например, компрессорная установка для нагнетания теплоносителя в скважину и в парогенератор.

В ходе анализа литературы было найдено, что подобная идея была реализована компанией ОАО «НК» «Роснефть». Компания представила в своём журнале «Роснефть. Научно-технический вестник» разработку: установка мобильная парогенераторная УМП-4/16 «Гейзер» – рисунок 11.

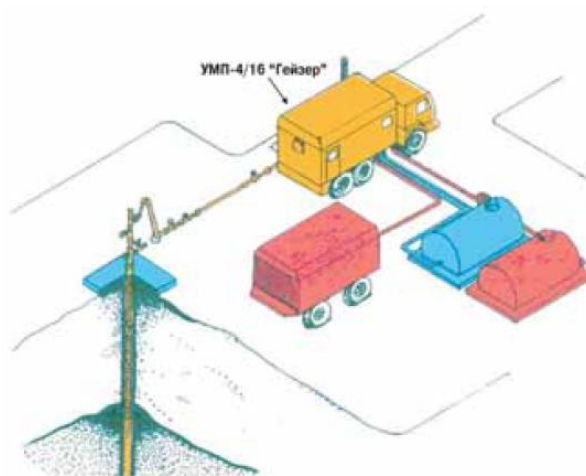


Рисунок 11 – Схема расстановки оборудования для пароциклической обработки скважин с использованием УМП-4/16 «Гейзер»

Технологический блок, размещенный в фургоне составляют парогенератор, насосы подачи воды и топлива, элементы гидравлической и пневматической обвязки, пульт управления. Таким образом, ёмкость для пара и для воды, а также компрессорная установка вынесены и являются стационарными или полустационарами.

Такая компоновка позволила развить котельной большую мощность и производительность по пару. Так, например, тепловая мощность УМП «Гейзер» в 2,4 больше, чем у ППУА 1600/100.

- 2-ое противоречие: Параметр – Экономическая эффективность

Воспользуемся принципом №6 – «Принцип универсальности» [23]: Объект выполняет несколько разных функций, благодаря чему отпадает необходимость в других объектах.

В рамках задачи данный принцип может быть реализован в виде ППУ и ППУА, которые помимо функции тепловой обработки призабойной зоны скважины также могут выполнять следующие задачи: обогрев и мойка автотранспортной техники, разогрев промышленного, коммунального, бытового, водяного и газового оборудования.

Однако при проведении расчетов по следующим параметрам: давление пара = 8,59 МПа, температура пара = 300 °С; выяснилось, что наиболее используемая в данной сфере установка, а именно ППУА 1600/100 не может поддерживать подачу теплоносителя при заданных параметрах и своей максимальной производительности по пару: теплопроизводительность установки = 4 363 МДж/ч; энергия, необходимая для поддержания заданного режима = 4 962 МДж/ч.

Далее воспользуемся принципом №1 – «Принцип дробления» [23]: Разделить объект на независимые части; Выполнить объект разборным; Увеличить степень дробления объекта.

Предлагаемое решение заключается в том, чтобы сделать части установок серии ППУА разборными и взаимозаменяемыми. На сегодняшний день имеется множество разновидностей насосов для этих установок: 1,1ПТ-25Д1М2, 2,3ПТ-25Д1М2, INTERPUMP T1750, НИКАРИМАИ EFG282 и т.д.; котельные разной производительности: начиная от 1,6 т/ч. Такое решение позволило бы снизить расходы на проведение ПТОС, т.к. значительно выгоднее использовать передвижную парогенераторную установку, смонтированную на шасси автомобиля высокой проходимости, чем каждый раз перемещать для этого габаритные УПГ, которые к тому же ещё надо собирать и подключать при смене дислокации.

2) ИДТВ

- 1-ое противоречие: Параметр – Универсальность относительно ФЕС пласта, параметров залежи и реологических свойств нефти

Воспользуемся принципом №7 – «Принцип “матрешки”» [23]: Один объект размещен внутри другого, который, в свою очередь, находится внутри третьего и т. д.; Один объект проходит сквозь полости в другом объекте.

Значительно снизить теплопотери можно, если разместить само устройство генерации пара в скважине, а точнее – на забое. В ходе анализа литературы для решения этого вопроса оказалось, что такое устройство уже было разработано: «Забойный электропарогенератор» или «Скважинный катодный нагреватель»: патент RU №2451158.

Однако для понимания эффективности этого изобретения необходимо провести вычисления для определения основных параметров устройства, таких как: часовая паропроизводительность, затраты на нагрев теплоносителя; а также провести сравнение экономических и технических параметров данного изобретения с параметрами котельных установок.

Вычисления производились на основании тех же параметров и для того же случая, что и вычисления для котельных установок в предыдущей главе при расчете технологии ВГВ на месторождении-аналоге 4. Можно выделить следующие основные формулы:

1. Часовая производительность ЭПГ в режиме горячей воды

$$Q = P * \frac{3600}{W_k} = 4,8 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (37)$$

где W_k – энергия нагрева воды до температуры кипения, кДж/кг; P – заданная мощность ЭПГ, МВт.

2. Сопротивление межэлектродного промежутка

$$R_{cp} = \frac{U_n^2}{P_{cpz}} = \frac{n * U_n^2}{P} = 630 \text{ Ом}, \quad (38)$$

где U_n – номинальное напряжение; n – количество межэлектродных промежутков.

3. Удельное сопротивление межэлектродного промежутка

Последовательным изменением удельного сопротивления воды происходит подбор значения межэлектродного расстояния. При этом изменяются параметры, получаемые из рисунка 12.

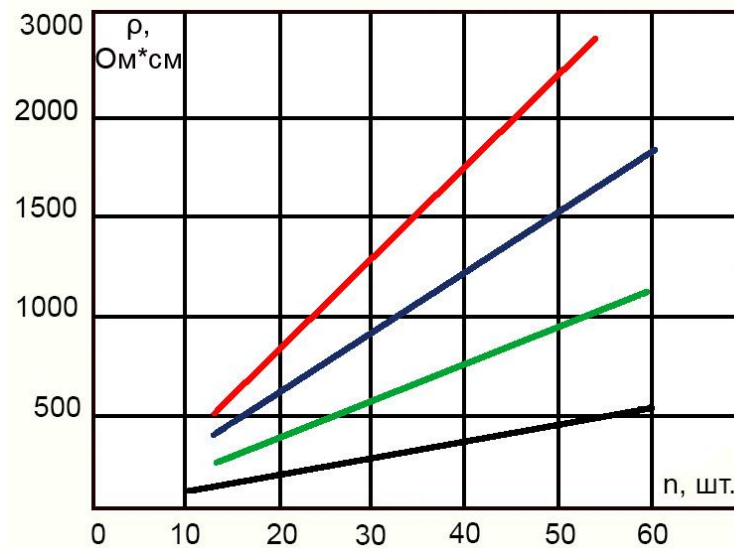


Рисунок 12 – Зависимость удельного сопротивления межэлектродного промежутка от количества промежутков

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{R_{\text{ср}} * S_{\text{в}}}{l_{\text{в}}} = 15 \text{ Ом} * \text{м}, \quad (39)$$

где $S_{\text{в}}$ – площадь электрода, см^2 ; $l_{\text{в}}$ – межэлектродное расстояния, см .

4. Затраты на нагрев теплоносителя

$$З = P_{\text{эл}} * q_{\text{эл}} = P_{\text{эл}} * T * P = \frac{Q_{\text{накопл}}}{Q} * P * P_{\text{эл}} = 50\,658,8 \text{ тыс. руб.}, \quad (40)$$

где $P_{\text{эл}}$ – расход энергии, $\text{МВт} * \text{ч}$; $q_{\text{эл}}$ – стоимость энергии, $\text{руб} / \text{кВт} * \text{ч}$;

$Q_{\text{накопл}}$ – накопленная закачка теплоносителя, млн. т .

Таким образом, по затратам на выработку энергии в течении срока использования установок наименьшую сумму требует ЭПГ, однако ключевым фактором в понимании вопроса является то, что ЭПГ нагревает воду до температур гораздо ниже, чем котельные установки, которые способны нагреть воду до перегретого состояния.

3.6 Результаты анализа тепловых МУН с помощью ТРИЗ

В ходе исследования, проведенного в данной главе с применением методов теории решения изобретательских задач, были определены наиболее совершенные из рассматриваемых тепловых МУН, выявлены их основные преимущества и недостатки; при анализе с использованием таблицы Альтшуллера были названы основные противоречия в изучаемых методах и предложены пути их решения.

Технология теплового воздействия совершенствуется, создаётся новое оборудование, чтобы сделать тепловые МУН более эффективными. Данную тенденцию можно увидеть на примере разработки установки «Гейзер». Однако опыт патента ЭПГ показывает, что новые устройства и методы всё ещё недостаточно эффективны и нуждаются в дальнейшей доработке. Рассмотренная ситуация с ППУА 1600/100 показывает, что существуют способы совершенствования имеющихся технологий, что говорит о потенциале развития тепловых МУН.

Кроме того, при анализе было выявлено, что на данный момент существующие МУН имеют примерно одну и ту же область применения (подразумеваются введённые в данной главе частные параметры) и осуществляются по схожей технологии. Данный факт говорит об однотипности и единообразии в сфере тепловых методов, что отрицательно сказывается на их использовании и распространении в нефтегазовой отрасли.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Д	Денисову Владиславу Игоревичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
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:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, оценка готовности проекта к коммерциализации
Планирование и формирование бюджета проекта	Определение затрат на проектирование (смета затрат)
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет показателей экономической эффективности мероприятия

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Денисов Владислав Игоревич		

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В настоящее время при проведении научного исследования чрезвычайно важно кроме выявления его научной новизны и вклада в развитие отрасли, кроме проведения технических расчётов и разработки новых технологических решений, позволяющих улучшить параметры процесса или установки, ещё и рассмотреть выполняемую работу с точки зрения финансового менеджмента.

Финансовый менеджмент позволяет понять будет ли востребована новая разработка на рынке, целесообразность её внедрения и отвечает на вопросы коммерческой ценности исследования.

Таким образом, целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения [24].

Для достижения данной цели в настоящей работе были поставлены следующие задачи:

- Выявление коммерческого потенциала и перспективности НИ;
- Применение технологии QuaD
- Осуществление SWOT-анализа;
- Обоснования экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт на месторождении-аналоге 4:

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

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

В случае исследования технологии тепловых методов увеличения нефтеотдачи будем рассматривать рынок на основе сравнения этой технологии с другими третичными методами. Сегментирование рассмотрим по двум параметрам: по глубине залегания залежи и по вязкости нефти.

Таблица 11 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от глубины залежи

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

Таблица 12 – Карта сегментирования рынка услуг по третичным МУН в зависимости от вязкости нефти

		Третичные МУН		
		Тепловые	Газовые	Физико-химические
Вязкость нефтей	Средневязкие			
	Высоковязкие			
	Сверхвязкие			

В таблицах 11 и 12 для тепловых МУН сегментирование осуществлено с помощью закрашивания ячеек более и менее насыщенным цветом. Чем насыщеннее цвет, тем больше подходит данный МУН к выбранной категории, соответственно, наоборот – чем менее насыщенной цвет, тем меньше подходит технология к рассматриваемой категории. В таблице 13 средневязкие нефти соответствуют значениям от 10 до 50 сПз, высоковязкие – от 50 до 200 сПз, сверхвязкие – более 200 сПз.

Таким образом, по приведенным таблицам можно сделать вывод, что хоть тепловые методы среди остальных третичных МУН имеют самый маленький диапазон по применяем глубинам, всё же очень востребованы ввиду возможности применения для нефтей с большой вязкостью. Как уже говорилось в начале настоящей работы, доля нормальной нефти становится всё меньше и меньше, при этом остаётся достаточное количество залежей с трудноизвлекаемыми запасами. Одна из основных причин сложности добычи

нефти из таких залежей – её высокая вязкость, с чем крайне эффективно справляются тепловые МУН.

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 [24]:

$$K = \sum V_i \cdot B_i, \quad (41)$$

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

Таблица 13 – Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		B_T	B_r	$B_{ф/х}$	K_T	K_r	$K_{ф/х}$
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Дополнительная добыча	0,15	5	4	5	0,75	0,60	0,75
Удобство в использовании	0,05	2	4	3	0,10	0,20	0,15
Необходимое кол-во обслужив. персонала	0,05	2	3	3	0,10	0,15	0,15
Риск аварии	0,15	3	4	3	0,45	0,60	0,60
Сложность технологии	0,05	3	3	2	0,15	0,15	0,10
Зависимость от конкретных условий	0,08	2	4	4	0,16	0,32	0,32
Негативный эффект на дальнейшую добычу	0,12	4	3	4	0,48	0,36	0,48
Экономические критерии оценки эффективности							
Стоимость переоборудования*	0,07	2	3	3	0,14	0,21	0,21
Стоимость обслуживания технологии	0,08	3	4	5	0,24	0,32	0,40
Себестоимость добываемой нефти	0,15	2	4	4	0,30	0,60	0,60
Конкурентоспособность технологии	0,05	5	3	3	0,25	0,15	0,15
ИТОГО	1	33	39	40	3,12	3,66	3,91

* – здесь имеется в виду стоимость переоборудования куста или уже имеющихся установок, чтобы было возможным реализовать технологию.

Таким образом, по приведенной таблице видно, что основными особенностями для теплового метода воздействия являются: с точки зрения технических критериев оценки ресурсоэффективности – дополнительная добыча нефти; с точки зрения экономических критериев оценки эффективности – конкурентоспособность (как уже говорилось в предыдущей главе и показано в таблице 13, тепловые МУН – наиболее эффективный метод воздействия на высоковязкую нефть среди других третичных методов увеличения нефтеотдачи). Помимо положительных моментов из приведенной таблицы видно, что по остальным параметрам тепловые МУН уступают.

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 [24]:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i, \quad (42)$$

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

Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по технологии QuaD представлена в приложении И.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования [24]. В данном случае, значение P_{cp} 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 [24].

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 [24].

Таблица 14 – 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 14, 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, находящейся в приложении К.

Таким образом, проведённый SWOT-анализ помогает определить дальнейший вектор развития работы и структуру проекта – его внешнюю и внутреннюю среду. Например, по таблице выше 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 попытке внедрить на волне повышения спроса новые методы и установки. Такая стратегия позволит не только в дальнейшем повсеместно распространить методы термического воздействия и захватить рынок высоковязкой нефти, но и потенциально использовать разработанные методы для добычи нормальной нефти или при разработке других случаев трудноизвлекаемой нефти (не только высоковязкой).

4.5 Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия по закачке горячей воды в пласт

В данном разделе будет рассмотрена эффективность и рациональность применения технологии воздействия горячей водой на одном из участков месторождения-аналога 4 с экономической точки зрения. Это поможет выявить рентабельность примененной технологии.

Данный раздел представляет собой анализ полученных и проведенных в разделе 2.3 «Обоснование экономической эффективности проведения технологии ВГВ на месторождении-аналоге 4» данных и расчетов с точки зрения финансового менеджмента.

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия за последние пять лет представлены в приложении В. По этим данным можно заключить, что технология воздействия горячей водой оказалась рентабельным проектом, как и было сказано в исследовании тепловых МУН с помощью QuaD технологии. Однако, согласно анализу посредством QuaD технологии рентабельность оценивается как средняя, что также видно по данным, приведённым в приложении В. Помимо этого,

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

Таким образом, можно заметить, что предположения о сильных и слабых чертах проекта, описанные в SWOT-анализе, оказались верны. Кроме того, в главе 2 было проведено исследование чувствительности проекта к возможным изменениям, которое наглядно демонстрирует, что основным и самым зависимым для рентабельности проекта параметром является дополнительная добыча нефти. Этот и подобные факты говорят о правильности распределения оценок веса параметра в анализе конкурентных технических решений и технологии QuaD.

Также анализ чувствительности даёт данные о слабых сторонах и потенциальных угрозах при использовании термического воздействия горячей водой. Так по изменению экономических показателей при увеличении капитальных затрат можно отследить степень влияния данного параметра на проект в целом: по рисунку 7 видно заметное уменьшение, почти на $0,7 \cdot 10^8$ рублей, чистой текущей стоимости проекта при увеличении капитальных затрат уже на 10%; в то время как увеличение капитальных затрат на 20% ведёт к уменьшению ЧТС на $1,3 \cdot 10^8$ рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б6Д	ФИО Денисов Владислав Игоревич
-----------------------	--

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Тепловые методы увеличения нефтеотдачи	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования: тепловые методы увеличения нефтеотдачи Область применения: месторождения с трудноизвлекаемыми запасами</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования. ГОСТ 23000-78. Система «человек-машина». Пульты управления. Общие эргономические требования. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) Федеральный закон об основах охраны труда в РФ № 181-ФЗ от 17.07.1999 (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005 5. Федеральный закон об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний № 125-ФЗ 24.07.1998N 45-ФЗ) ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания, то есть с аномальным физическим состоянием воздуха (в том числе пониженной или повышенной ионизацией) и (или) аэрозольным составом воздуха; - Опасные и вредные производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги, а также электрического разряда живых организмов;

	<p>Опасные факторы:</p> <p>- Опасные и вредные производственные факторы, связанные с чрезмерно высокой или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать ожоги (обморожения) тканей организма человека.</p>
3. Экологическая безопасность:	<p>Атмосфера: продукты сгорания: оксид азота, оксид углерода, сажа, несгоревшие углеводороды, диоксид серы, сероводород, метиловый спирт и смеси углеводородов.</p> <p>Гидросфера: отбор воды для закачки в больших количествах; загрязнение нефтью и водой с хим. веществами.</p> <p>Литосфера: загрязнение почвы водой с хим. веществами, реагентами, закачиваемыми в пласт, нефтью (только в случае аварий и утечек).</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС: сейсмическая активность, в результате повреждения структуры залежи и дальнейшего повышения давления при закачке теплоносителя; прорыв водо- и нефтенесущих коммуникаций; утечки из фланцевых соединений; возгорание котельных и парогенераторных установок; взрыв котельных и парогенераторных установок; газонефтеводопроявление.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: утечки из фланцевых соединений.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	3.03.2020
---	-----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Д	Денисов Владислав Игоревич		

5 Социальная ответственность

В настоящее время обычные системы заводнения уже не способны показывать эффективный результат в условиях ухудшения структуры нефтяных запасов. Для выполнения задач, диктуемых современными условиями разработки месторождений необходимо использование кардинально новых методов и технологий. Таковыми стали тепловые методы увеличения нефтеотдачи (МУН).

В данной работе описываются тепловые методы увеличения нефтеотдачи. Основной частью является обоснование применения тепловых методов на месторождении X путём сравнения этого месторождения с месторождениями-аналогами, а также путём проведения экономического обоснования применения воздействия горячей водой на месторождении-аналоге 4. Кроме этого, в работе рассматриваются тепловые методы с точки зрения теории решения изобретательских задач.

Исследование данной работы с точки зрения социальной ответственности позволит выявить такие необходимые аспекты как опасные и вредные производственные факторы (установление причины их возникновения, определение допустимых значений и способов защиты), влияние технологий на атмосферу, гидросферу и литосферу, а также чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть в ходе работы.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основным законодательным актом, который устанавливает гарантии осуществления прав трудящихся на охрану труда и обеспечивает единый порядок регулирования отношений в области охраны труда между работодателем и работником является Трудовой Кодекс РФ [25]. В частности, важны главы 47 «Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом» и 50 «Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах крайнего севера и приравненных к ним местностям». Стоит отметить, что вопросы охраны труда и безопасности жизнедеятельности в нефтяной и газовой

промышленности регламентируются ещё и другими документами, помимо Трудового Кодекса РФ [26, 27, 28, 29, 30]. Для работы в районах, приравненных к Крайнему Северу, характерны определенные особенности, например, режим рабочего времени, оплата труда, надбавки (региональные и за стаж), социальные гарантии, а также вопросы охраны труда.

В виду того, что многие из рассматриваемых месторождений расположены на севере, стоит отметить ещё и статью 109 Трудового Кодекса РФ, в которой сказано, что работникам, работающим в холодное время года на открытом воздухе, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При расположении элементов рабочего места должно быть предусмотрена защита оператора от влияния вредных и опасных производственных факторов, а также возможность экстренно покинуть пультовое помещение.

При размещении органов управления необходимо выполнять требования: органы управления должны располагаться в зоне досягаемости моторного поля; наиболее важные и часто используемые органы управления должны быть расположены в зоне легкой досягаемости моторного поля; органы управления, связанные с определенной последовательностью действий оператора, должны группироваться таким образом, чтобы действия оператора осуществлялись слева направо и сверху вниз [31].

Определение зоны досягаемости моторного поля регламентируется ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования [32]. Также должна обеспечиваться эргономичная конструкция различных управляющих механизмов пульта: выключатели и переключатели типа «Тумблер» [33], клавишные, кнопочные [34] и поворотные [35] выключатели и переключатели.

5.2 Производственная безопасность

Для идентификации потенциальных факторов был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [36]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды необходимо представлен ниже в виде таблицы 15.

Таблица 15 – Возможные опасные и вредные факторы [36]

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работы		Нормативные документы
	Подго- товка	Закач- ка	
1. Отклонение показателей физического состояния воздуха	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.[37] ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.[38]
2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+		ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.[39] ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [40]
3. Повышенная температура воздуха окружающей среды	+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [41] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [42]
4. Повышенная температура материальных объектов	+	+	СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [41] Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. [42]

Далее будут рассматриваться допустимые нормы воздействия только для теплого времени года, так как в зимнее время тепловые методы могут быть приостановлены.

5.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

1. Отклонение показателей физического состояния воздуха

Источник возникновения фактора: ППУ и ППУА при работе выбрасывают отработанные газы через выхлопную трубу. Следовательно, окружающая среда рабочего места оказывается сильно загрязнена.

Выхлопные газы состоят из различных газообразных веществ, большинство из которых токсичны. Их воздействие на организм человека вызывает раздражение слизистых оболочек глаз и дыхательных путей; приводит к развитию заболеваний дыхательной системы; отрицательно сказывается на нервной и сердечной сосудистой системах; провоцирует головную боль, слабость, тошноту.

Допустимые нормы загрязненности воздуха приведены в приложении 2 ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [37]. Более полно ПДК будет рассмотрено ниже – в таблице 19 в разделе «Экологическая безопасность».

Для индивидуальной защиты используются средства защиты органов дыхания. Данный класс защитных средств включает в себя респираторы, противогазы, дыхательные аппараты. Для защиты органов дыхания от воздействия рассматриваемого вредного фактора целесообразно применять фильтрующие средства защиты.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Источниками возникновения фактора могут служить как электрические цепи котельных установок, идущие от систем, осуществляющих контроль и управление процессом, так и кабель для скважинного электронагревателя, по котором передаётся очень большое напряжение.

Проходя через организм человека, электрический ток производит термическое, электролитическое, механическое и биологическое действие. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения согласно ГОСТ 12.1.038-82 приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Предельно допустимые значения напряжений [40]

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока, с											
		0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	Св. 1,0
Переменный 50 Гц	U, В	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
	I, мА	650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6
Постоянный	U, В	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
	I, мА												15

Согласно «Правила устройства электроустановок» основными мерами электробезопасности являются: изоляция токопроводящих элементов (рабочая, двойная, усиленная); заземление; зануление; защитное отключение. К индивидуальным средствам защиты можно отнести использование элементов одежды (перчаток и обуви), выполненных из токонепроводящих материалов.

3. Повышенная температура воздуха окружающей среды

При нагреве теплоносителя, элементы самих установок тоже нагреваются, из-за конвекции нагревается воздух. При повышении температуры окружающего воздуха происходит нарушение терморегуляции в организме человека, начинается гипертермия. Допустимые нормы температуры воздуха окружающей среды, согласно СанПиН 2.2.4.3359–16 приведены в таблице 17.

Таблица 17 – Допустимые показатели температуры воздуха [41]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	
		диапазон ниже оптимальных величин	диапазон выше оптимальных величин
Теплый	Ia (до 139)	21,0-22,9	25,1-28,0
	Iб (140-174)	20,0-21,9	24,1-28,0
	IIa (175-232)	18,0-19,9	22,1-27,0
	IIб (233-290)	16,0-18,9	21,1-27,0
	III (более 290)	15,0-17,9	20,1-26,0

Для снижения опасности воздействия тепловых излучений используют такое средство коллективной защиты, как воздушное душирование. Средства индивидуальной защиты – спецодежда из трудно воздухопроницаемых материалов – сукна, брезента или льняных тканей. Также для поддержания водного баланса в организме обеспечивают питьевой режим.

4. Повышенная температура материальных объектов

Источниками возникновения фактора являются всё те же источники, что и для предыдущего фактора. Наиболее распространенным результатом воздействия повышенной температуры материальных объектов на организм человека являются ожоги. Допустимые нормы температуры поверхностей согласно СанПиН 2.2.4.3359–16 приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Допустимые показатели температуры поверхностей [41]

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура поверхностей, °С
Теплый	Ia (до 139)	20,0-29,0
	Iб (140-174)	19,0-29,0
	IIa (175-232)	17,0-28,0
	IIб (233-290)	15,0-28,0
	III (более 290)	14,0-27,0

Для снижения опасности воздействия тепловых излучений используют такие средства коллективной защиты, как уменьшение интенсивности излучения источника, защитное экранирование источника или рабочего места. Средства индивидуальной защиты включают в себя спецодежду из трудно-воспламеняемых и воздухопроницаемых материалов – сукна, брезента или льняных тканей и спецобувью. В горячих цехах для поддержания водного баланса в организме обеспечивают питьевой режим.

5.4 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

Для снижения воздействия выявленных вредных и опасных производственных можно использовать такие методы, как например:

Располагать передвижные парогенераторные установки вдали от производственных помещений, чтобы отработанные газы выходили не на рабочее место; покрывать установки теплоизоляционным материалом, чтобы предотвратить тепловое излучение; обеспечивать повышенную вентиляцию помещения; перевести работу установки на дистанционный режим.

Требования безопасности регламентируются документами: инструкция по охране труда для машиниста паровой передвижной установки; инструкция по охране труда при проведении паротепловых обработок объектов паровой передвижной ППУА–1600/100; инструкция по охране труда машинистов котельных установок.

5.5 Экологическая безопасность

Защита атмосферы:

Основными источниками загрязнения являются передвижные парогенераторные установки, полустационарные и стационарные парогенераторные установки, и котельные установки. В ходе работы установки вырабатывают выхлопные газы. Нормы на загрязнение регламентируются содержанием в воздухе компонентов выхлопных газов – таблица 19.

Таблица 19 – ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны [38]

Наименование вещества	CAS	Формула	ПДК, мг/м ³	Преимущественное агрегатное состояние	Класс опасности	Действие на организм
Оксид углерода	630-08-0	CO	20	п	4	О
Диоксид азота	10102-44-0	NO ₂	2	п	3	О
Оксид азота			5	п	3	О
Углеводороды предельные C ₁ -C ₁₀		C ₂₋₁₀ H ₆₋₂₄	900	п	4	
Сажа			4	а	3	Ф, К
Диоксид серы+	7446-09-5	O ₂ S	10	п	3	
Тетраэтилсвинец+	78-00-2	C ₈ H ₂₀ P _b	0,005	п	1	О
Диоксид углерода	124-38-9	CO ₂	27000	п	4	
Бенз[а]пирен	50-32-8	C ₂₀ H ₁₂	0,00015	а	1	К

Условные обозначения: п - пары и/или газы; а - аэрозоль; О - вещества с остронаправленным механизмом действия, требующие автоматического контроля за их содержанием в воздухе; А - вещества, способные вызывать аллергические заболевания в производственных условиях; К - канцерогены; Ф - аэрозоли преимущественно фиброгенного действия.

Для защиты окружающей среды от воздействия выхлопных газов могут быть предложены такие средства защиты как специальные фильтры, как те, которые ставят на машины (катализаторы), установка более современных двигателей, которые бы выбрасывали меньше отработанных веществ за счёт более полного сжигания питательной смеси.

Защита гидросферы:

Основным влиянием от технологии на гидросферу является то, что для осуществления технологии проводится забор воды из местных источников: рек, озёр. Данное действие может привести к нарушению экосистемы. Другим аспектом является то, что рядом с местными источниками воды могут проходить нефтяные коммуникации. Несмотря на то, что нефтепроводы запроектированы с усиленной гидроизоляцией, вероятность их порыва не исключается.

Нормы на загрязнение: Нормы на загрязнение регламентируются РД 39-0147098-005-88. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти [43]. В этом документе устанавливаются пределы для загрязнения нефтью и нефтепродуктами – 0,05 мг/д.

К методам защиты трубопроводов от порывов можно отнести дополнительную гидроизоляционную защиту, регулярные плановые проверки трубопроводов на предмет механических повреждений, коррозии, а также автоматическое отключение секций, в которых произошла утечка.

Защита литосферы:

К источникам загрязнения литосферы может стать порыв трубопровода с теплоносителем, когда в него уже добавили химические реагенты. Но наиболее опасным является нарушение строения залежи, потеря контроля над процессами, происходящими при закачке теплоносителя.

Нормы загрязнения почвы регламентируются Распоряжением №801-РМ устанавливающим допустимый уровень по нефтепродуктам - 300 мг/кг.

К методам защиты трубопроводов от порывов можно отнести дополнительную гидроизоляционную защиту, регулярные плановые проверки трубопроводов на предмет механических повреждений, коррозии. Также защиту

от нарушения герметичности трубопровода можно обеспечить за счёт измерения давления смеси в трубопроводе. Когда давление начнёт падать, это будет означать, что где-то утечка. Автоматика отсечёт секцию, в которой произошёл порыв, тем самым предотвратив дальнейшую утечку нефти.

С точки зрения влияния технологии на нарушение структуры залежи единственным действительно эффективным методом защиты является детальное изучение залежи и тщательный сбор информации по ней, после чего будет произведено не менее тщательное планирование процесса и разработка плана по ликвидации аварии.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС: сейсмическая активность; прорыв водо- и нефтенесущих коммуникаций; утечки из фланцевых соединений; возгорание котельных и парогенераторных установок; взрыв котельных и парогенераторных установок; газонефтеводопроявление. Кроме этого, возможные такие ЧС природного характера как наводнения, ураганы, лесные пожары, землетрясения.

Наиболее вероятной ЧС является порыв коммуникаций, по которым движется теплоноситель при огромных температуре и давлении. Ввиду того, что при закачке теплоносителя через нагнетательную скважину требуется большое давление, к тому же сам теплоноситель нагрет до большой температуры, нагрузка на элементы коммуникации от котельных или парогенерирующих установок до скважины, а также на самую фонтанную арматуру очень велика.

Во избежание возникновения ЧС рекомендуется проводить постоянные проверки указанных выше установок на наличие малейших повреждений. В случае обнаружения таковых, необходимо определить степень повреждения и принять решение о дальнейшем использовании или замене элемента.

В случае возникновения ЧС необходимо остановить работу котельной или парогенерирующей установки, чтобы прекратить подачу теплоносителя в трубопровод. Далее необходимо перекрыть задвижки на фонтанной арматуре, дабы устранить возможность оттока теплоносителя из скважины.

5.7 Выводы по разделу

В ходе исследования тепловых методов с точки зрения социальной ответственности были выявлены опасные и вредные производственные факторы, источники их возникновения, допустимые предельные значения воздействия этих факторов, а также средства защиты от них (индивидуальные и коллективные); определено влияние технологий на атмосферу, гидросферу и литосферу, предложены методы защиты; названы возможные чрезвычайные ситуации и рассмотрена наиболее вероятная ЧС, а также источник её возникновения, меры по предупреждению и план действий в случае её проявления.

Некоторые из предложенных идей для обеспечения защиты как человека, так и окружающей среды, могут быть рассмотрены и применены на производстве (например, отвод выхлопных газов от ППУ и ППУА). Однако все они нуждаются в доработке и дальнейшем исследовании как с инженерной, так и с экономической точки зрения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены основные применяемые на текущий момент тепловые методы увеличения нефтеотдачи: ВГВ, ПТВ, ЖФО, ТПВ, ИДТВ, ИДТВ (П), ТЦВП, ВГ, ПТОС. Было проведено исследование, целью которого являлся анализ проблемы истощения запасов нефти в России с точки зрения разработки трудноизвлекаемых запасов с использования тепловых МУН.

Для получения наиболее достоверных результатов исследование проводилось в виде детального изучения и анализа решения Компании об отказе в использовании тепловых МУН на месторождении X. Были рассмотрены геолого-физические характеристики данного месторождения и выделены продуктивные пласты, на которых возможно применение тепловых МУН с технической точки зрения.

Далее был использован метод аналогов: подобраны 4 месторождения-аналога, на которых проводились мероприятия по тепловому воздействию. Метод подтвердил возможность использования тепловых МУН на месторождении X. Однако появление дополнительного дебита и роста КИН, отмеченного на месторождениях-аналогах, не означает, что разработка данной залежи является экономически выгодной. В связи с этим на примере месторождения-аналога 4 было проведено экономическое обоснование эффективности применения технологии воздействия горячей водой. В ходе этого исследования был произведён расчет НДПИ, а также осуществлён анализ стационарных и полустационарных котельных установок: ППГУ–4/120М, «Такума» VS-90F и KSK SGB-H-12 500. Результатом экономических расчетов стали данные, подтверждающие рентабельность мероприятия и дающие новую информацию относительно особенностей тепловых методов: был доказан их большой срок окупаемости, а также значительные расходы как на проведение самого мероприятия, так и на затраты для приобретения оборудования.

Таким образом, стало известно, что тепловые методы имеют определённые параметры, препятствующие их широкому распространению:

большая стоимость проведения мероприятия, что является основным сдерживающим фактором из-за низкой рентабельности добываемой нефти; специфичность тепловых МУН, заключающаяся в том, что для их применения необходимо, чтобы геолого-физические параметры залежи соответствовали определенным критериям, в противном случае использование технологии теплового воздействия окажется малоэффективным.

Следующим этапом работы стало выделение посредством методов теории решения изобретательских задач наиболее значимых недостатков тепловых МУН. Выделение недостатков проводилось с помощью таких приёмов как интегральная оценка основных характеристик технологий теплового воздействия, составление стратегической канвы, использование таблицы Альтшуллера. После этого была использована методика 40 приёмов устранения противоречий, при помощи которой были найдены решения проблем, связанных с недостаточно высоким проектным КИНОм при использовании технологии ПТОС и низкой экономической эффективностью этой технологии; а также с высокими требованиями к геолого-физическим условиям при использовании технологии ИДТВ.

При анализе литературы было выявлено, что часть из найденных с помощью приёмов ТРИЗ решений уже была разработана, но не получила широкого распространения. В случае с описанной выше проблемой с ИДТВ были проведены расчеты, которые доказали, что предложенный для решения противоречия патент имеет низкую эффективность по сравнению с котельными установками, что говорит о необходимости дальнейшего его совершенствования. Кроме того, при анализе было выявлено, что на данный момент существующие тепловые МУН имеют примерно одну и ту же область применения и осуществляются по схожей технологии, что говорит об однотипности и единообразии и отрицательно сказывается на их использовании и распространении в нефтегазовой отрасли.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шахмеликьян М. Г. Анализ применения технологии пароциклического метода интенсификации добычи вязких и высоковязких нефтей / Н. Л. Клюверт, М. Г. Шахмеликьян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2018. – № 4. – С. 217-242.
2. Березовский Д. А. Анализ технологий теплового воздействия на пласты высоковязких нефтей месторождения Узень / Д. А. Березовский, Г. В. Кусов, М. Г. Шахмеликьян, Э. Л. В. Кумбе // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – № 3. – С. 100-123.
3. Кудинов В. И. Создание и промышленное развитие технологий нагнетания теплоносителя на залежах нефти со сложной геологической характеристикой / В. И. Кудинов, В. С. Колбиков // Нефтяное хозяйство. – 1993. – № 11. – С. 4.
4. Кочешков А. А. О коэффициенте вытеснения нефти повышенной вязкости горячей водой / А. А. Кочешков, А. Г. Тарасов // РНТС. Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 8. – С. 43-45.
5. Кочешков А. А. Исследование влияния различных факторов на процесс вытеснения нефти теплоносителями / А. А. Кочешков, В. И. Хомутов, В. Н. Лисицын // ВНИИ-нефть: научно-технический сборник по добыче нефти. – Москва, 1971. – Вып. 41. – С. 99-108.
6. Оганов К. А. Основы теплового воздействия на нефтяной пласт / К. А. Оганов. – М.: Недра, 1967. – 203 с.
7. Боксерман А. А. Разработка нефтяных и газовых месторождений / А. А. Боксерман, Н. Л. Раковский, И. А. Глаз и др. – М.: ВИНТИ, 1975. – Т. 7. – 87 с.
8. Боксерман А. А. О некоторых особенностях процесса вытеснения нефти теплоносителями из слоисто-неоднородного пласта / А. А. Боксерман, С. И. Якуба // Труды ВНИИнефть. – Москва, 1979. – Вып. 69. – С. 9.

9. Абасов М. Т. Вытеснение нефти горячей водой / М. Т. Абасов, А. А. Абдуллаев, Ш. М. Алиева и др. – М.: Недра, 1968. – Вып. 33. – С. 5.
10. Schaffer J. C. Thermal recovery in the schoonebeek oil field. Fifteen years of experience / J. C. Schaffer // *Erdoel-Erdgas*. – 1974. – v. 90. – p. 7.
11. Кудинов В. И. Тепловые технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких и высоковязких нефтей / В. И. Кудинов // *Георесурсы*. – 2009. – № 2 (30). – С. 16-20.
12. Байбаков Н.К. Тепловые методы разработки нефтяных месторождений / Н. К. Байбаков, А. Р. Гарушев. – М.: Недра, 1988. – с. 343.
13. Липаев А. А. Разработка нефтяных месторождений: учебное пособие / А. А. Липаев, М. М. Мусин, Р. С. Хисамов. – М.: Инфра-Инженерия, 2019. – 328 с.
14. Кудинов В. И. Совершенствование тепловых методов разработки месторождений высоковязких нефтей / В. И. Кудинов; под редакцией В. И. Кудинова. – М.: Нефть и газ, 1996. – 284 с.
15. Зубайров А. З. Внутрипластовое горение как метод интенсификации добычи высоковязкой нефти (битумов) / А. З. Зубайров, В. Ф. Мерзляков // *Нефть и газ 2016: сборник тезисов юбилейной 70-й международной молодежной научной конференции*. – Москва, 2016. – Вып. 70. – С. 194.
16. Малофеев Г. Е. К расчету распределения температуры в пласте при закачке горячей воды в скважину / Г. Е. Малофеев // *Нефть и газ*. – 1960. – № 5. – С. 37-43.
17. Жерар Ф. Разработка и исследование термоволновых методов воздействия на продуктивные пласты с высоковязкими нефтями: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук (25.00.17) / Жерар Фоку; Кубанский государственный технологический университет. – Краснодар, 2005. – 28 с.
18. 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.

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

20. НК РФ Статья 342.2. Порядок определения и применения коэффициента, характеризующего степень сложности добычи нефти (K_d), и коэффициента, характеризующего степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья ($K_{дв}$) от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 21.05.2020).

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

22. Коэффициент цены за 2011 год [Электронный ресурс] – Федеральная налоговая служба: официальный сайт. – URL: https://www.nalog.ru/rn77/taxation/taxes/ndpi/kc/kc_2011/. Дата обращения: 05.05.2020.

23. Зиновкина М. М. Научное творчество: инновационные методы в системе многоуровневого непрерывного креативного образования НФТМ-ТРИЗ: учебное пособие / М. М. Зиновкина, Р. Т. Гареев, П. М. Горев, В. В. Утемов. – Киров: Межрегиональный центр инновационных технологий в образовании, 2013. – 109 с.

24. 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.

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

26. Федеральный закон об основах охраны труда в РФ № 181-ФЗ от 17.07.1999 (в редакции. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

27. Федеральный закон о промышленной безопасности опасных производственных объектов № 116-ФЗ от 21.07.1997 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

28. Федеральный закон о пожарной безопасности N 69-ФЗ 21.12.1994 (в ред. Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ, с изменениями, внесенными Федеральным законом от 27.12.2000 N 150-ФЗ определением Конституционного Суда РФ от 09.04.2002 N 82-О).

29. Федеральный закон об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний № 125-ФЗ 24.07.1998 (в редакции Федеральных законов от 01.12.2004 N 152-ФЗ, с изменениями., внесенными Федеральными законами от 02.01.2000 N 10-ФЗ, от 11.02.2002 N 17-ФЗ, от 08.02.2003 N 25-ФЗ, от 08.12.2003 N 166-ФЗ, от 29.12.2004 N 202-ФЗ).

30. Федеральный закон о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения № 52-ФЗ 30.03.1999 (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ).

31. ГОСТ 22269-76. Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

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

33. ГОСТ 22615-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели типа «Тумблер». Общие эргономические требования.

34. ГОСТ 22614-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели клавишные и кнопочные. Общие эргономические требования.

35. ГОСТ 22613-77. Система «человек-машина». Выключатели и переключатели поворотные. Общие эргономические требования.

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

37. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

38. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

39. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

40. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

41. СанПиН 2.2.4.3359–16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.

42. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности

43. РД 39-0147098-005-88. Правила охраны окружающей среды при сборе, подготовке и транспорте нефти.

Приложение А

Таблица 1 – Геолого-физическая характеристика месторождения X по отложениям апт-альб-сеноманского и готерив-баррем-аптского возрастов

Параметры	ПК ₁₁	ПК _{13в}	ПК _{13н}	ПК ₁₅	ПК ₁₆	ПК ₁₈₋₂₀	A ₁	A ₂	A ₃	A ₄	A ₁₂
Средняя глубина залегания, м	805	1010	1050	1090	1120	1180	1250	1290	1320	1350	1580
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически и литологически ограничена										
Тип коллектора	поровый										
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	7848	4934	12487	7437	12647	17347	15530	17082	3024	9014	1225
Средневзвеш. нефтенасыщ. толщина, м	4,2	6,9	7,7	2,6	9,8	11,0	3,2	4,3	3,4	8,7	1,7
Пористость, д.ед.	0,327	0,306	0,296	0,28	0,299	0,287	0,289	0,282	0,28	0,28	0,22
Нефтенасыщенность, доли ед.	–	0,495	0,442	0,417	0,469	0,455	0,531	0,514	0,49	0,493	0,48
Начальная пластовая температура, °С	39,0	39,0	39,0	40,0	41,0	43,0	45,3	45,3	48,0	51,0	62,0
Начальное пластовое давление, МПа	10,6	10,6	10,6	11	11,4	12	12,4	12,8	12,8	14,1	15,7
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	64,1	64,1	64,1	60	52	47,2	11,6	11,6	9,1	5,77	3,90
Плотность нефти в пласт. условиях, кг/м ³	912,5	912,5	912,5	911	907,6	905,3	867,4	867,4	863	841,5	809,0
Плотность нефти в поверх. условиях, кг/м ³	957,6	957,6	957,6	957,6	955,7	955,7	927,7	925,9	926	913,8	895
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,064	1,064	1,064	1,067	1,071	1,075	1,09	1,096	1,1	1,115	1,16
Содержание серы в нефти, %	1,1	1,1	1,1	1,26	1,21	1,21	0,91	0,91	0,9	0,83	0,70
Содержание парафина в нефти, %	1,07	1,07	1,07	2,56	1,08	1,08	1,52	1,68	1,68	2,21	1,81
Давление насыщения нефти газом, МПа	10	10,6	10,6	11	11,4	12	12,4	12,4	12,8	14,1	15,7
Газосодержание нефти, м ³ /т	29,3	29,3	29,3	30,3	32	33,3	40,3	42,4	42,4	50,7	65,4
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м ³	2,83	2,83	2,83	3,08	3,4	3,93	25,61	25,61	26,3	28,62	67,5
Вязкость воды в пласт. условиях, мПа*с	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,59	0,59	0,59	0,59	0,38
Плотность воды в пласт. условиях, кг/м ³	988	988	988	988	988	988	977	977	977	977	948
Коэффициент вытеснения, д.ед.	–	0,499	0,439	0,405	0,471	0,455	0,456	0,422	0,422	0,398	0,378
Коэффициент продуктивности, м	–	–	–	–	9,8	15,1	–	9,2	–	7,2	–

Таблица 2 – Геолого-физическая характеристика месторождения X по отложениям валанжин-готеривского и юрского возрастов

Параметры	Б ₀₁	Б ₂	Б ₃	Б ₄	Б ₅	Б ₆	Б ₇	Б ₈	Б ₉	Ю ₁	Ю _{1,2,4}
Средняя глубина залегания, м	1600	1630	1660	1690	1710	1740	1770	1830	1870	2163	2151
Тип залежи	пластовая сводовая, тектонически и литологически ограничена										
Тип коллектора	поровый										
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	10050	2742	15045	12449	4546	1138	17395	13425	34397	5366	3200
Средневзвеш. нефтенасыщ. толщина, м	4,0	5,6	1,4	3,0	4,8	5,1	5,7	2,2	4,1	3,0	6,0
Пористость, д.ед.	0,247	0,272	0,225	0,232	0,253	0,255	0,237	0,202	0,207	0,159	0,161
Нефтенасыщенность, доли ед.	0,474	0,504	0,486	0,494	0,509	0,51	0,516	0,418	0,471	0,54	0,472
Начальная пластовая температура, °С	62,0	62,0	64,2	65,7	65,7	65,7	68,8	71,7	71,7	86,3	84,4
Начальное пластовое давление, МПа	15,7	15,7	16,4	16,8	16,8	16,8	17,7	18,5	18,5	20,7	20,5
Вязкость нефти в пласт. условиях, мПа*с	3,90	3,90	2,58	1,95	1,95	1,95	0,54	1,26	1,26	0,69	0,82
Плотность нефти в пласт. условиях, кг/м ³	809,0	809,0	789,0	780,0	780,0	780,0	705,8	772,8	772,8	712,7	735,3
Плотность нефти в поверх. условиях, кг/м ³	894,5	894,5	881,9	878	878	878	837	836,4	836,4	835	823,6
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,158	1,158	1,179	1,194	1,194	1,19	1,31	1,127	1,127	1,28	1,2
Содержание серы в нефти, %	0,70	0,70	0,80	0,62	0,62	0,62	0,56	0,56	0,56	0,55	0,55
Содержание парафина в нефти, %	1,81	1,81	1,85	1,88	1,88	1,88	2,53	2,29	2,29	2,06	2,06
Давление насыщения нефти газом, МПа	15,7	15,7	16,4	16,75	16,75	16,8	17,65	7,7	7,7	10,2	8,4
Газосодержание нефти, м ³ /т	65,4	65,4	74,4	79,9	79,9	79,9	119,1	45,2	45,2	87,9	65,9
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м ³	67,55	–	68,49	69,06	69,06	–	70,56	–	–	–	–
Вязкость воды в пласт. условиях, мПа*с	0,38	0,38	0,38	0,38	0,39	0,39	0,39	0,29	0,29	0,42	0,42
Плотность воды в пласт. условиях, кг/м ³	948	948	948	948	948	948	995	981	981	998	998
Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,365	0,403	0,381	0,391	0,409	0,405	0,468	0,280	0,359	0,455	
Коэффициент продуктивности, м	19,1	22,2	18,7	19,5	17	16,4	18,1	3,6	11,5	6,2	12,7

Приложение Б

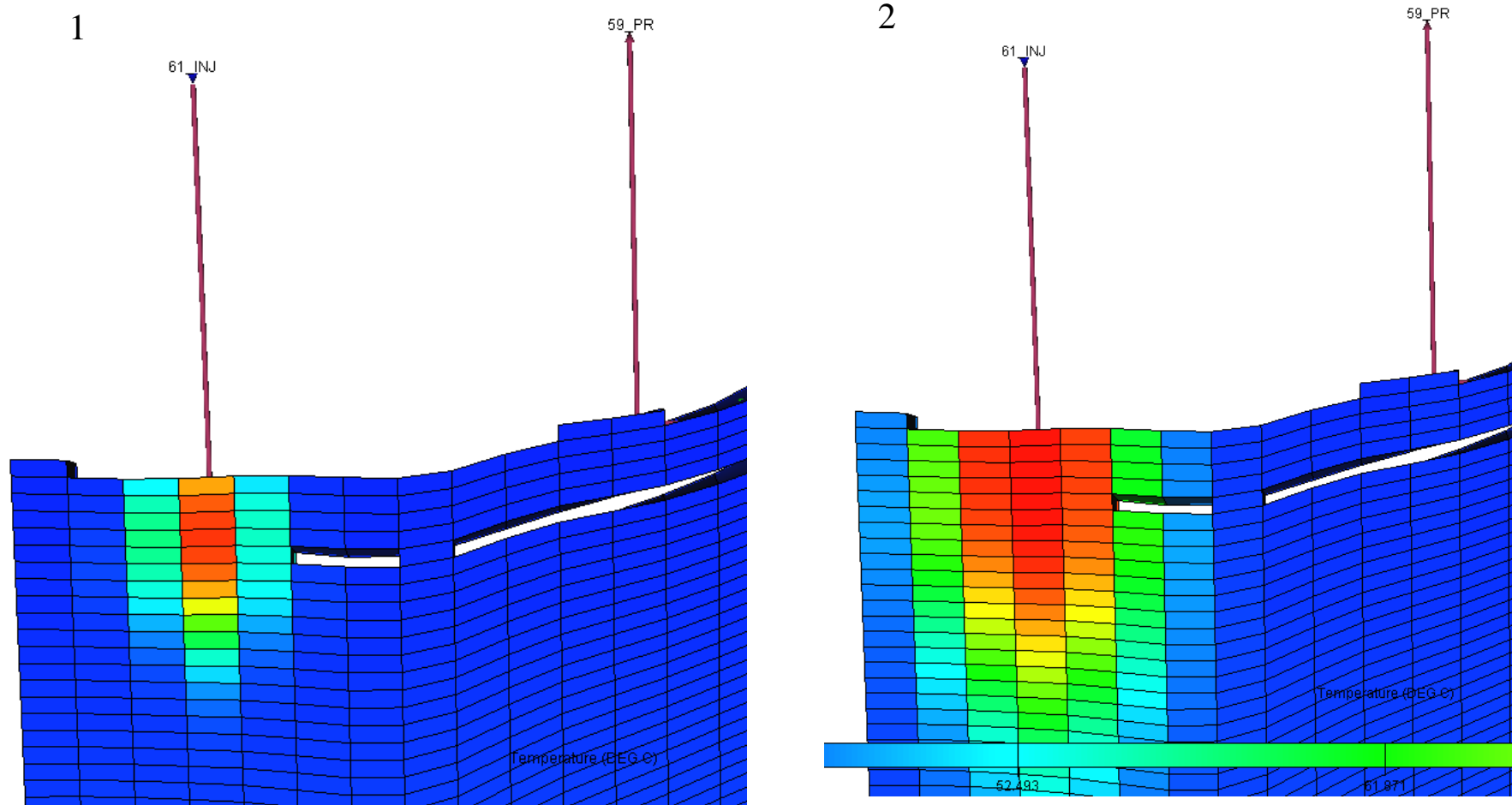


Рисунок 1 – Моделирование распространения теплового фронта при ВГВ на месторождении-аналоге 4:
1 – через 5 лет после начала закачки теплоносителя; 2 – через 10 лет после начала закачки теплоносителя

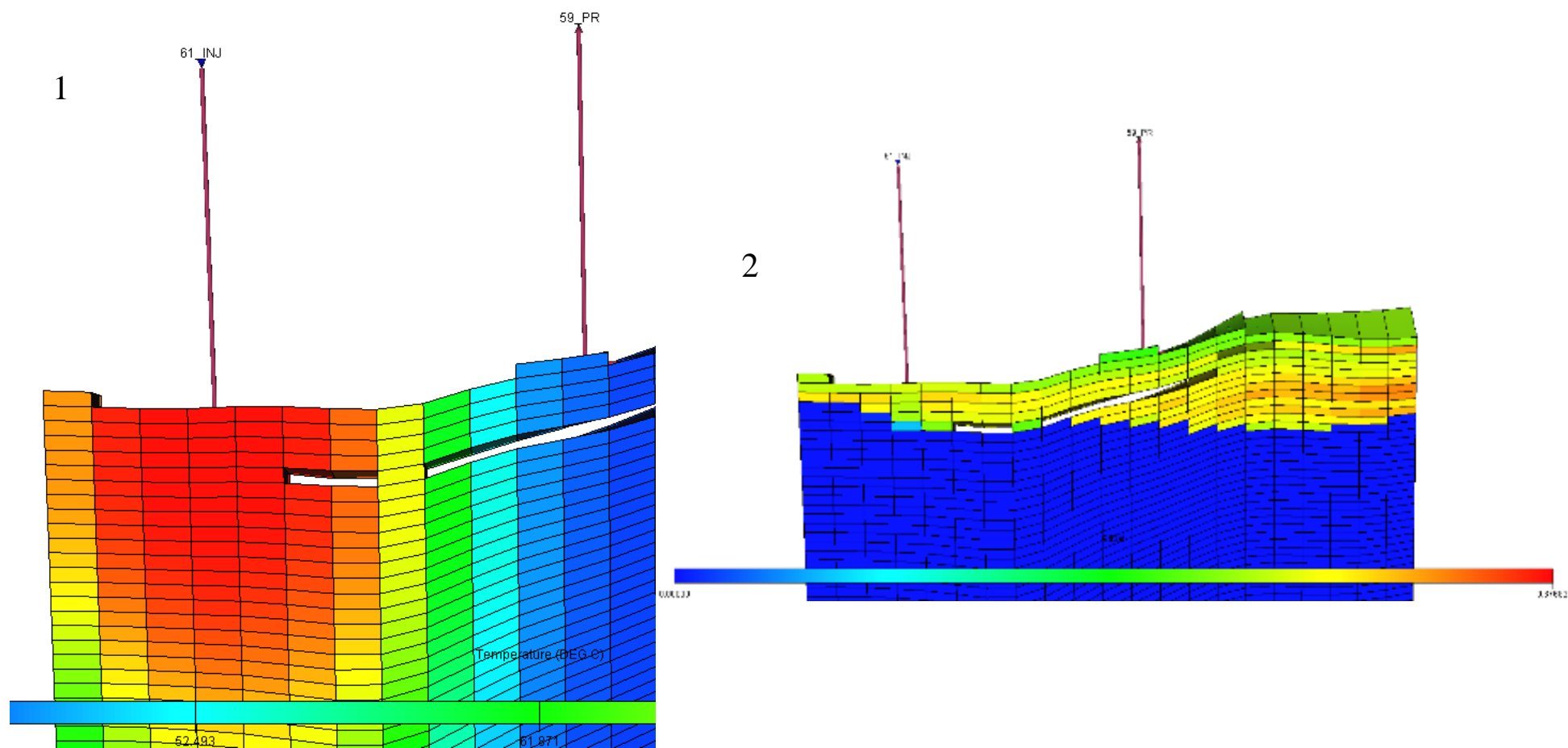


Рисунок 2 – Моделирование распространения теплового фронта при ВГВ на месторождении-аналоге 4:
 1 – через 15 лет после начала закачки теплоносителя; 2 – через 20 лет после начала закачки теплоносителя

Приложение В

Таблица 3 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	6-й год	7-й год	8-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	22 500	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	29,1	28,4	27,6	26,9	26,2	25,6	24,9	24,3
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	684 373,3	666 792,3	649 662,9	632 973,6	616 713,0	600 870,1	585 434,2	570 394,8
Текущие затраты, тыс. руб.	43 221,9	42 111,5	41 029,7	39 975,7	38 948,7	37 948,2	36 973,3	36 023,5
Прирост прибыли, тыс. руб.	517 973,5	501 502,8	485 455,2	469 819,9	454 586,2	439 743,9	425 282,9	411 193,4
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	103 594,7	100 300,6	97 091,0	93 964,0	90 917,2	87 948,8	85 056,6	82 238,7
Денежный поток, тыс. руб.	414 378,8	401 202,2	388 364,2	375 855,9	363 669,0	351 795,1	340 226,3	328 954,7
Поток денежной наличности, тыс. руб.	391 878,8	401 202,2	388 364,2	375 855,9	363 669,0	351 795,1	340 226,3	328 954,7
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	414 378,8	815 581,0	1 203 945,1	1 579 801,1	1 943 470,0	2 295 265,2	2 635 491,5	2 964 446,2
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	368 598,8	317 450,6	273 343,3	235 313,6	202 529,5	174 272,3	149 921,1	128 939,9
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	368 598,8	686 049,4	959 392,7	1 194 706,3	1 397 235,8	1 571 508,1	1 721 429,3	1 850 369,2

Продолжение таблицы 3

Показатели	9-й год	10-й год	11-й год	12-й год	13-й год	14-й год	15-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	23,6	23,0	22,4	21,9	21,3	20,8	20,2
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	555 741,8	541 465,3	527 555,4	514 003,0	500 798,6	487 933,5	475 398,9
Текущие затраты, тыс. руб.	35 098,1	34 196,4	33 318,0	32 462,1	31 628,1	30 815,6	30 024,0
Прирост прибыли, тыс. руб.	397 465,8	384 090,8	371 059,5	358 362,9	345 992,5	333 939,9	322 196,9
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	79 493,2	76 818,2	74 211,9	71 672,6	69 198,5	66 788,0	64 439,4
Денежный поток, тыс. руб.	317 972,6	307 272,7	296 847,6	286 690,3	276 794,0	267 151,9	257 757,5
Поток денежной наличности, тыс. руб.	317 972,6	307 272,7	296 847,6	286 690,3	276 794,0	267 151,9	257 757,5
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	3 282 418,8	3 589 691,5	3 886 539,1	4 173 229,4	4 450 023,5	4 717 175,4	4 974 932,9
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	110 865,8	95 299,0	81 894,4	70 354,2	60 421,3	51 873,8	44 520,3
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	1 961 235,0	2 056 533,9	2 138 428,3	2 208 782,5	2 269 203,8	2 321 077,6	2 365 597,9

Приложение Г

Таблица 4 – Показатели экономической эффективности мероприятия при уменьшении объема добычи нефти на 20%

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	6-й год	7-й год	8-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	22 500	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	23,3	22,7	22,1	21,5	21,0	20,4	19,9	19,4
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	547 498,6	533 433,8	519 730,3	506 378,8	493 370,4	480 696,1	468 347,4	456 315,9
Текущие затраты, тыс. руб.	34 577,5	33 689,2	32 823,8	31 980,5	31 159,0	30 358,5	29 578,7	28 818,8
Прирост прибыли, тыс. руб.	389 743,2	376 566,6	363 728,6	351 220,3	339 033,4	327 159,5	315 590,7	304 319,1
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	77 948,6	75 313,3	72 745,7	70 244,1	67 806,7	65 431,9	63 118,1	60 863,8
Денежный поток, тыс. руб.	311 794,5	301 253,3	290 982,9	280 976,3	271 226,7	261 727,6	252 472,6	243 455,3
Поток денежной наличности, тыс. руб.	289 294,5	301 253,3	290 982,9	280 976,3	271 226,7	261 727,6	252 472,6	243 455,3
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	311 794,5	613 047,8	904 030,7	1 185 006,9	1 456 233,7	1 717 961,3	1 970 433,9	2 213 889,2
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	277 347,9	238 366,2	204 803,2	175 911,9	151 047,9	129 654,6	111 252,3	95 426,8
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	277 347,9	515 714,1	720 517,3	896 429,2	1 047 477,1	1 177 131,7	1 288 384,0	1 383 810,9

Продолжение таблицы 4

Показатели	9-й год	10-й год	11-й год	12-й год	13-й год	14-й год	15-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	18,9	18,4	18,0	17,5	17,0	16,6	16,2
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	444 593,5	433 172,2	422 044,4	411 202,4	400 638,9	390 346,8	380 319,1
Текущие затраты, тыс. руб.	28 078,5	27 357,2	26 654,4	25 969,6	25 302,5	24 652,5	24 019,2
Прирост прибыли, тыс. руб.	293 337,0	282 637,1	272 212,0	262 054,7	252 158,4	242 516,3	233 121,9
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	58 667,4	56 527,4	54 442,4	52 410,9	50 431,7	48 503,3	46 624,4
Денежный поток, тыс. руб.	234 669,6	226 109,7	217 769,6	209 643,8	201 726,7	194 013,1	186 497,5
Поток денежной наличности, тыс. руб.	234 669,6	226 109,7	217 769,6	209 643,8	201 726,7	194 013,1	186 497,5
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2 448 558,8	2 674 668,4	2 892 438,0	3 102 081,8	3 303 808,6	3 497 821,6	3 684 319,2
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	81 821,0	70 126,7	60 078,3	51 446,9	44 034,9	37 672,2	32 212,1
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	1 465 631,9	1 535 758,5	1 595 836,9	1 647 283,8	1 691 318,6	1 728 990,8	1 761 203,0

Приложение Д

Таблица 5 – Показатели экономической эффективности мероприятия при увеличении капитальных затрат на 20%

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	6-й год	7-й год	8-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	27 000	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	29,1	28,4	27,6	26,9	26,2	25,6	24,9	24,3
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	684 373,3	666 792,3	649 662,9	632 973,6	616 713,0	600 870,1	585 434,2	570 394,8
Текущие затраты, тыс. руб.	43 221,9	42 111,5	41 029,7	39 975,7	38 948,7	37 948,2	36 973,3	36 023,5
Прирост прибыли, тыс. руб.	493 337,9	476 867,2	460 819,6	445 184,3	429 950,6	415 108,3	400 647,3	386 557,8
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	98 667,6	95 373,4	92 163,9	89 036,9	85 990,1	83 021,7	80 129,5	77 311,6
Денежный поток, тыс. руб.	394 670,3	381 493,7	368 655,7	356 147,4	343 960,5	332 086,7	320 517,8	309 246,2
Поток денежной наличности, тыс. руб.	367 670,3	381 493,7	368 655,7	356 147,4	343 960,5	332 086,7	320 517,8	309 246,2
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	394 670,3	776 164,0	1 144 819,7	1 500 967,2	1 844 927,7	2 177 014,3	2 497 532,2	2 806 778,4
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	351 067,7	301 856,3	259 471,8	222 974,7	191 553,8	164 509,1	141 236,6	121 214,8
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	351 067,7	652 924,0	912 395,8	1 135 370,5	1 326 924,2	1 491 433,3	1 632 669,9	1 753 884,7

Продолжение таблицы 5

Показатели	9-й год	10-й год	11-й год	12-й год	13-й год	14-й год	15-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	23,6	23,0	22,4	21,9	21,3	20,8	20,2
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	555 741,8	541 465,3	527 555,4	514 003,0	500 798,6	487 933,5	475 398,9
Текущие затраты, тыс. руб.	35 098,1	34 196,4	33 318,0	32 462,1	31 628,1	30 815,6	30 024,0
Прирост прибыли, тыс. руб.	372 830,2	359 455,3	346 423,9	333 727,3	321 356,9	309 304,3	297 561,3
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	74 566,0	71 891,1	69 284,8	66 745,5	64 271,4	61 860,9	59 512,3
Денежный поток, тыс. руб.	298 264,1	287 564,2	277 139,1	266 981,9	257 085,5	247 443,4	238 049,0
Поток денежной наличности, тыс. руб.	298 264,1	287 564,2	277 139,1	266 981,9	257 085,5	247 443,4	238 049,0
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	3 105 042,5	3 392 606,7	3 669 745,9	3 936 727,7	4 193 813,3	4 441 256,7	4 679 305,7
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	103 994,1	89 186,5	76 457,2	65 517,7	56 119,2	48 046,9	41 116,2
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	1 857 878,9	1 947 065,3	2 023 522,5	2 089 040,3	2 145 159,4	2 193 206,4	2 234 322,5

Приложение Е

Таблица 6 – Показатели экономической эффективности мероприятия при увеличении текущих затрат на 20%

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год	6-й год	7-й год	8-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	22 500	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	29,1	28,4	27,6	26,9	26,2	25,6	24,9	24,3
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	684 373,3	666 792,3	649 662,9	632 973,6	616 713,0	600 870,1	585 434,2	570 394,8
Текущие затраты, тыс. руб.	51 866,2	50 533,8	49 235,6	47 970,8	46 738,5	45 537,8	44 368,0	43 228,2
Прирост прибыли, тыс. руб.	509 329,1	493 080,5	477 249,3	461 824,8	446 796,5	432 154,3	417 888,2	403 988,7
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	101 865,8	98 616,1	95 449,9	92 365,0	89 359,3	86 430,9	83 577,6	80 797,7
Денежный поток, тыс. руб.	407 463,3	394 464,4	381 799,4	369 459,8	357 437,2	345 723,4	334 310,6	323 190,9
Поток денежной наличности, тыс. руб.	384 963,3	394 464,4	381 799,4	369 459,8	357 437,2	345 723,4	334 310,6	323 190,9
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	407 463,3	801 927,6	1 183 727,1	1 553 186,9	1 910 624,0	2 256 347,5	2 590 658,1	2 913 849,0
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	362 447,3	312 119,3	268 722,8	231 309,2	199 059,0	171 264,5	147 314,4	126 680,7
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	362 447,3	674 566,6	943 289,4	1 174 598,6	1 373 657,6	1 544 922,1	1 692 236,4	1 818 917,2

Продолжение таблицы 6

Показатели	9-й год	10-й год	11-й год	12-й год	13-й год	14-й год	15-й год
Капитальные вложения, тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	23,6	23,0	22,4	21,9	21,3	20,8	20,2
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	555 741,8	541 465,3	527 555,4	514 003,0	500 798,6	487 933,5	475 398,9
Текущие затраты, тыс. руб.	42 117,7	41 035,7	39 981,6	38 954,5	37 953,8	36 978,7	36 028,8
Прирост прибыли, тыс. руб.	390 446,2	377 251,6	364 395,9	351 870,5	339 666,9	327 776,8	316 192,1
Прирост суммы налоговых выплат, тыс. руб.	78 089,2	75 450,3	72 879,2	70 374,1	67 933,4	65 555,4	63 238,4
Денежный поток, тыс. руб.	312 356,9	301 801,2	291 516,7	281 496,4	271 733,5	262 221,4	252 953,7
Поток денежной наличности, тыс. руб.	312 356,9	301 801,2	291 516,7	281 496,4	271 733,5	262 221,4	252 953,7
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	3 226 205,9	3 528 007,2	3 819 523,9	4 101 020,3	4 372 753,8	4 634 975,2	4 887 928,9
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	108 907,8	93 602,0	80 423,7	69 079,6	59 316,7	50 916,4	43 690,5
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	1 927 824,9	2 021 427,0	2 101 850,7	2 170 930,3	2 230 246,9	2 281 163,4	2 324 853,9

Приложение Ж

Таблица 7 – Оценка частных параметров исследуемых МУН

№	Параметры	Коэффициент весомости	Тепловые МУН								
			ВГВ	ПТВ	ВГ	ТПВ	ЖФО	ПТОС	ИДТВ	ИДТВ(П)	ТЦВП
1	максимально возможный КИН с использованием данной технологии	0,8	2	3	5	4	6	1	7	8	9
2	дополнительная добыча нефти	0,8	2	3	4	5	6	1	7	8	9
3	продолжительность технологического эффекта	0,5	1	2	8	9	7	4	3	5	6
4	экономическая эффективность	1,0	5	4	6	3	2	1	7	8	9
5	способность поддерживать заданный уровень добычи	0,8	1	2	4	6	5	3	7	8	9
6	себестоимость нефти с учетом применения технологии	0,9	8	7	6	2	1	9	5	4	3
7	стоимость дополнительного оборудования для применения технологии	0,6	5	6	4	8	7	9	3	2	1
8	стоимость переоборудования скважины и куста для применения технологии	0,6	5	4	7	8	6	9	3	2	1
9	количество необходимых специалистов для проведения этого мероприятия	0,5	4	5	7	8	9	6	3	2	1
10	количество дополнительно необходимых человеко-часов для реализации этой технологии	0,6	4	5	6	7	8	9	3	2	1
11	стоимость теплоносителя для реализации технологии в ед. времени	0,8	6	5	4	2	1	3	7	9	8
12	риск возникновения аварии при внедрении и применении технологии	0,8	9	8	1	3	2	7	6	5	4
13	сложность реализации технологии	0,7	9	8	1	3	2	7	6	5	4
14	зависимость от ФЕС пласта, параметров залежи и реологических свойств нефти	0,5	2	1	8	4	3	9	6	7	5
15	негативный эффект на дальнейшую добычу флюида в ходе применения технологии	0,7	7	8	1	2	3	9	6	5	4

Приложение И

Таблица 8 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по технологии QuaD

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

Приложение К

Таблица 9 – Итоговая таблица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны НИ:</p> <p>С1. Высокая эффективность при разработке залежей нефтей с высокой вязкостью;</p> <p>С2. Высокая конкурентоспособность;</p> <p>С3. Наличие государственных льгот при разработке залежей нефтей высокой вязкости;</p> <p>С4. Набирающая тенденции популярность технологии за счёт сокращения количества легкодоступной нефти;</p> <p>С5. Наличие на рынке труда квалифицированного персонала;</p> <p>С6. Наличие ряда разнообразных типов данного метода.</p>	<p>Слабые стороны НИ:</p> <p>Сл1. Высокая себестоимость добываемой нефти;</p> <p>Сл2. Узкая применимость каждого типа данной технологии (по геолого-технологическим условиям);</p> <p>Сл3. Сложность и малое удобство технологии;</p> <p>Сл4. Высокий риск аварии в случае, если не проведено достаточное количество исследований и моделирований;</p> <p>Сл5. Требуются дополнительные агрегаты – переоборудование кустовой площадки и фонтанной арматуры*;</p> <p>Сл6. Дорогостоящее переоборудование для использования технологии сильно увеличивает срок окупаемости;</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Появление дополнительного спроса на данную технологию;</p> <p>В2. Осуществление дополнительных НИ в данной сфере (см. С4);</p> <p>В3. Использование современных материалов и научных достижений для нивелирования слабых сторон технологии**;</p>	<p>За счет снижения в мире запасов легкодоступной нефти нефтяная отрасль обратит свой взор на нефти высокой вязкости, при добыче которых данная технология наиболее эффективна;</p> <p>При увеличении спроса на данную технологию возможно проведение дополнительных исследований, которые</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>

Продолжение таблицы 9

<p>В4. Использование данной технологии для разработки баженовской свиты;</p> <p>В5. Удешевление себестоимости добываемой тепловыми методами нефти за счет дополнительного снижения налогов на нефть высокой вязкости.</p>	<p>смогут нивелировать имеющиеся недостатки;</p> <p>Помимо этого, за счет явления описанного в предыдущем пункте, государство может снизить налоги на нефть высокой вязкости, что приведет в росту исследований в изучаемой сфере.</p>	
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Увеличение конкуренции за счет переспециализации технологий-аналогов на добычу нефтей высокой вязкости;</p> <p>У2. Сложившаяся из-за пандемии 2020 года ситуация на рынке нефти;</p> <p>У3. Переход на альтернативные источники энергии;</p> <p>У4. Разработка кардинально новой технологии, которая будет экономичнее и эффективнее изучаемой;</p> <p>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;</p> <p>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;</p> <p>Низкая рентабельность разработки залежей изучаемой технологией может стать причиной появления альтернативных источников энергии;</p> <p>Проблемы, связанные с установками для проведения технологии могут привести к появлению совершенно других устройств для добычи нефтей высокой вязкости.</p>

* – Для использования термических методов воздействия требуется специальная теплостойкая арматура, термоизолированные НКТ и прочее.

** – Например, улучшенная термоизоляция НКТ позволит применять термическое воздействия для залежей на больших глубинах, что увеличит спектр возможностей применения технологии.