

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ
НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)**

УДК 622.245.54-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Андрюшин Даниил Андреевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав.кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова Оксана Сергеевна	к.г.–м.н.		

Томск – 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов
Направление 21.03.01 Нефтегазовое дело
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой _____

(Подпись), (дата), (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Андрюшин Даниил Андреевич

Тема работы:

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА НА ЮЖНО-ЯГУНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	
Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе:	Пакет технической, технологической и нормативной информации для воздействия на призабойную зону пласта, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература.
----------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов:	Эффективность применения методов воздействия на призабойную зону пласта. Обоснование эффективности применения методов воздействия на призабойную зону пласта
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Вазим Андрей Александрович
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Гуляев Милий Всеволодович

Название разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранных языках:

Общие сведения о месторождении
Анализ фонда добывающих скважин в условиях осложненной эксплуатации
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Заключение
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику

Задание выдал руководитель:

Должность	Ф.И.О.	Учёная степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макимова Юлия Анатольевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3 – 2Б33Т	Андрюшин Даниил Андреевич		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 109 страниц, 24 таблиц, 2 рисунка, 26 источников.

Объектом исследования являются применение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону пласта, направленных на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти и бесперебойную работу подземного оборудования.

Целью данной выпускной квалификационной работы является Анализ применения методов воздействия на призабойную зону пласта с целью увеличения продуктивности скважин

В работе приведены общие сведения о месторождении, геолого-физическая характеристика продуктивных пластов и их нефтегазоносность, выбор и обоснование эффективности применения методов воздействия на призабойную зону пласта.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗС - Призабойная зона скважины

ППД - поддержания пластового давления

КВЧ - количество взвешенных частиц

ПЗП - Призабойная зона пласта

АСПО - асфальтосмолопарафиновые отложения

СКО - солянокислотная обработка

СВБ - сульфатовосстанавливающие бактерии

НПЗ – нефтеперерабатывающие заводы

БПТО и КО - база производственно-технического обслуживания и комплексации

ГКЗ - Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых

ММП - многолетнемерзлые породы

ЧНЗ – Чисто нефтяная зона

ВНЗ – Водонефтяная зона

ВНК – Водонефтяной контакт

ИДТВ - импульсно-дозированное тепловое воздействия

ИДТВ(П) – Модификация импульсно-дозированное тепловое воздействия

КВД - кривые восстановления давления

КВУ - кривые восстановления уровня

КПД - кривых падения давления

КНС - Кустовая насосная станция

УПСВ - установка предварительного сброса воды

ВГВ - воздействие горячей водой

УПН - установка подготовки нефти

ТЦВП - термоциклическое воздействия на пласт

ПНС - промежуточная насосная станция

БТ – Блок трансформаторов

ПСКО - поинтервальная соляно кислотная обработка

Пок - период окупаемости вложенных средств

УПГ - Установки подготовки газа
ВМ – взрывчатый материал
ЭВС – электровзрывные сети
ПВА - прострелочно-взрывная аппаратура
СИ - средства инициирования
ВВ - взрывчатые вещества
ПВР - прострелочно взрывные работы
ПГДА - пороховой генератор давления
ПНГ - попутный нефтяной газ
ПЛА - План ликвидации аварий

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ.....	11
1.1 Общие сведения о «Х» месторождении.....	14
1.2 Литолого-стратиграфическая характеристика пласта БС11-2.....	19
1.3 Геолого-физическая характеристика залежей пласта БС11-2.....	24
1.4 Свойства и состав нефти, газа и воды.....	28
1.5 Запасы нефти и газа.....	30
2. ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.....	34
3. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА.....	41
3.1 Выбор и обоснование методов повышения продуктивности скважин (воздействие на ПЗП, воздействие на пласт).....	41
3.2 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для увеличения извлечения нефти из пластов, оптимизации сбора и подготовки скважинной продукции.....	47
3.3 Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении.....	52
3.4 Определение технологической эффективности при реализации технического решения	54
3.4.1. Добыча нефти.....	54
3.4.2. Коэффициент нефтеотдачи.....	61
3.4.3 Сравнение эффективности технологических показателей проектируемых методов увеличение проницаемости ПЗП с другими методами.....	63
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
4.1. Обоснование показателей экономической эффективности.....	66
4.2. Исходные данные для расчетов экономических показателей проекта и расчет показателей.....	66

4.3 Выручка от реализации.....	67
4.4. Эксплуатационные затраты.....	67
4.5 Расчет экономических показателей проекта.....	72
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	76
5.1. Производственная безопасность.....	76
5.2. Экологическая безопасность.....	87
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	95
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	104
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	105

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность исследования. Рациональная разработка нефтяных месторождений включает применение различных методов воздействия на пласт и призабойную зону пласта, направленных на максимально эффективное и экономически рентабельное извлечение нефти и бесперебойную работу подземного оборудования.

Призабойная зона скважины (ПЗС) подвергается наиболее интенсивному воздействию различных физических, механических, гидродинамических, химических и физико-химических процессов, обусловленных извлечением жидкостей и газов из пласта или их закачкой в залежь в процессе ее разработки.

Через ПЗС проходит весь объем жидкостей и газов, извлекаемых из пласта за все время его разработки. Вследствие радиального характера притока жидкости в этой зоне возникают максимальные градиенты давления и максимальные скорости движения. Фильтрационные сопротивления здесь также максимальны, что приводит к наибольшим потерям пластовой энергии.

От состояния ПЗС существенно зависит текущая и суммарная добыча нефти, дебиты добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин. Поэтому в процессе вскрытия пласта, при бурении и последующих работах по креплению скважины, оборудованию ее забоя и т.д. очень важно не ухудшить, а сохранить естественную проницаемость пород ПЗС.

Однако нередко в процессе эксплуатации скважины проницаемость пород оказывается ухудшенной по сравнению с первоначальной, естественной. Это происходит вследствие отложения в породах ПЗС глинистых частиц, смолы, асфальтенов, парафина, солей и т.д.

В результате резко возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижается дебит скважины и т.д. В таких случаях необходимо искусственное воздействие на ПЗС.

Под воздействием на призабойную зону пластов предполагается комплекс осуществляемых в скважинах работ по изменению фильтрационных характеристик вскрытых пластов или физико-химических свойств насыщающих их жидкостей в непосредственной близости от скважины.

Объект исследования: «Х» месторождение нефти. Южное месторождение расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, в 38 км к югу от г. Нижневартовск.

Открыто в 1986 году, месторождение введено в разработку в 1991 году. Начальные геологические запасы нефти категории В+С1 оцениваются в 31 млн. тонн, С2 – 1,9 млн тонн. Начальные извлекаемые запасы нефти категории В+С1 – 12,9 млн тонн, категории С2 – 0,5 млн тонн.

Предмет исследования - Эффективность применения методов воздействия на призабойную зону пласта.

Научная или практическая новизна – научно обоснована эффективность применения технологий воздействия на пласт в условиях «Х» месторождения.

Практическая значимость результатов ВКР – результаты настоящей работы могут быть применены при разработке технологического процесса добычи нефти в условиях «Х» месторождения.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта приводит к снижению дебитов нефти нефтяных скважинах и приемистости в нагнетательных скважинах. Проницаемость пород призабойной зоны скважин улучшают или восстанавливают за счет создания или увеличения имеющихся дренажных каналов, увеличения трещиноватости пород, удаления из призабойной зоны смолопарафиновых отложений, окислов железа, механических примесей и т.д. Условно методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважин разделяют на химические, механические, тепловые, физические и вибрационные.

Не редко, когда эти методы применяют в сочетании друг с другом или последовательно для получения лучших результатов. Химические методы чаще применяются и дают хорошие результаты в карбонатных коллекторах, а также в цементированных песчаниках, в состав которых входят карбонатные включения и карбонатные цементирующие вещества. Химические методы воздействия применяют, когда можно растворить породу пласта или элементы, отложение которых обусловило ухудшение проницаемости ПЗП (соли, железистые отложения и др.). Наиболее распространенным методом при этом является проведение кислотной обработки. Механические методы увеличения проницаемости призабойной зоны пласта применяют в продуктивных пластах, сложенных плотными породами, с целью создания дополнительных новых или расширения существующих трещин в призабойной зоне пласта с целью приобщения к процессу фильтрации новых удаленных частей пласта. К этому виду воздействия относится гидравлический разрыв пласта, щелевая разгрузка и так далее.

Технология ИДТВ. Одним из недостатков термических методов является то, что в процессе закачки теплоносителя значительная часть вводимого тепла в пласт используется нерационально, теряется при движении в колонне нагнетательных труб, в призабойной зоне, в самом пласте и окружающих его

породах, что в конечном итоге приводит к снижению эффективности метода и увеличению себестоимости добычи нефти. В связи с этим, важной задачей является повышение тепловой эффективности процесса, когда на добычу одной тонны нефти, при прочих равных условиях, расходуется меньше теплоносителя, а охват залежи повышается, что приводит к более полному извлечению нефти из пласта.

Для решения такой задачи была создана технология ИДТВ. Главное ее отличие от известных технологий состоит в том, что в нагнетательную скважину циклично закачивается теплоноситель, а затем холодная вода. Объемы порций теплоносителя и холодной воды определяются в строго расчетных количествах по формуле, включающей параметры, характеризующие поровый объем, фильтрационно-емкостные свойства коллекторов, физико-химические свойства нефти и воды, физические свойства породы и флюидов. Потери тепла в породы, окружающие нефтеносный пласт, а следовательно, и тепловая эффективность процесса зависят в основном от разности температур между продуктивным пластом и окружающими породами. Поэтому при закачке теплоносителя высокого потенциала в больших объемах, то есть при создании тепловой оторочки, размеры которой превышают 0,6-0,8 порового объема пласта на участке воздействия, создаются условия для больших, непроизводительных потерь тепла.

Специалистами ПО «Роснефть» и «РосНИПИтермнефть» установлено, что при тепловом воздействии следует поддерживать в пласте температуру, не превышающую некоторой минимально необходимой температуры, т.н. эффективной ($T_{эф}$), которая определяется для каждого конкретного случая, с помощью специальных промысловых и лабораторных исследований. Эта температура определяется по графику зависимости вязкости нефти от температуры. В качестве эффективной температуры принимается то значение, после которого дальнейшее повышение температуры практически не влияет на снижение вязкости нефти.

Для условия Южно-Ягунского месторождения $T_{эф}$ составляет 50°C . Анализ результатов опытно-промышленных испытаний технологии ИДТВ показал высокую эффективность, в сравнении с технологией ВГВ. ИДТВ как тепловой метод характеризуется более высокой тепловой эффективностью, что подтвердилось анализом динамики температурных полей. При ИДТВ формируется сжатая высокотемпературная область с импульсным знакопеременным теплообменом между нагнетательным агентом и пластом. На основной площади элемента формируются поля с температурами, близкими $T_{эф}$. При ИДТВ имеет место, ускоренное развитие теплового процесса в залежи за счет рационального использования теплогенерирующих средств. В периоды «холодных импульсов» высвобождающиеся теплогенерирующие установки используются на других скважинах или участках.

Технология 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). Продолжительность каждой паузы равна времени восстановления пластового давления в скважинах при их остановке или смене режима эксплуатации, а суммарная продолжительность остановок в цикле не должна превышать времени, необходимого для закачки в пласт 10-15% объема воды в данном цикле. ИДТВ(П), в отличии от ИДТВ, позволяет активизировать не только внутрипластовые термокапиллярные и термоупругие процессы, но и проявлять гидродинамические упругие силы между нефтенасыщенными блоками малой проницаемости и высокопроницаемыми разностями окружающих пород (каналами активной фильтрации). Таким образом, повышается охват пород-коллекторов вытеснением, что способствует увеличению нефтеотдачи.

Наиболее эффективным и часто применяемым методом обработки призабойной зоны скважин с целью восстановления или улучшения проницаемости являются кислотные обработки. Чаще всего кислотные обработки проводят с использованием соляной (HCl) и фтористоводородной (HF) кислоты. Соляно-кислотная обработка скважин основана на способности соляной кислоты

растворять карбонатные породы-известняки, доломиты, доломитизированные известняки, слагающие продуктивные породы нефтяных и газовых месторождений..

Под действием соляной кислоты нередко образуются длинные кавернообразные каналы и расширяются естественные трещины продуктивного пласта. В результате значительно увеличивается область дренирования скважин и дебиты нефтяных или приемистость нагнетательных скважин. Соляно-кислотные обработки в основном предназначены для ввода кислоты в пласт, по возможности, на значительные от забоя скважины расстояния с целью расширения каналов и улучшения их сообщаемости, а также для очистки порового пространства от илистых образований. Глубина проникновения кислотного раствора в пласт и эффективность кислотной обработки зависят от пластовой температуры, давления, концентрации кислотного раствора и химического состава пород, а также от объема кислотного раствора и скорости закачки его в пласт./10/

СКО в динамическом режиме. При понижении концентрации кислоты это вызывает образование гидратов окислов, нерастворимых в указанных средах. Кроме того, в состав соляной кислоты, применяемой для кислотных обработок, в виде примеси входит определенное количество серной кислоты, при реакции которой с карбонатными породами образуются соли серной кислоты, выпадающие в осадок. Кроме этого, сами породы пласта могут содержать сульфидные соединения, взаимодействующие с кислотой и приводящие к тем же результатам. Предотвратить формирование экранирующего слоя с одновременным улучшением условий реакции кислоты с породой и очистки призабойной зоны, а также повышением охвата пласта обработкой, можно путем осуществления кислотной обработки в динамическом режиме, разработанной Б.М. Сучковым, В.И. Кудиновым и И.Н. Головиным. Сущность технологии заключается в закачке раствора кислоты в режиме ступенчатого изменения давления на забое скважины и общей тенденцией к снижению во времени, что обеспечивает движение раствора и продуктов реакции по направлению к забою

уже в процессе кислотной обработки. Это предотвращает закрепление нерастворимых продуктов реакции в пласте и способствует более полной очистке пласта от продуктов реакции..

Кислотная обработка под давлением. При простых солянокислотных обработках (СКО) кислота проникает в хорошо проницаемые прослойки, улучшая их и без того хорошую проницаемость. Плохо проницаемые прослойки остаются неохваченными. Для устранения этого недостатка, связанного со слоистой неоднородностью пласта, применяют кислотные обработки под повышенным давлением. При этом четко выраженные высокопроницаемые прослойки изолируются пакерами или предварительной закачкой в эти прослойки буфера - высоковязкой эмульсии типа кислота в нефти. Таким способом при последующей закачке кислотного раствора можно значительно увеличить охват пласта по толщине воздействием кислоты.

Термокислотные обработки.. Этот вид воздействия на ПЗС заключается в обработке забоя скважины горячей кислотой, нагрев которой происходит в результате экзотермической реакции соляной кислоты с магнием или некоторыми его сплавами (МЛ-1, МА-1 и др.) в специальном реакционном наконечнике, расположенном на конце НКТ, через который прокачивается рабочий раствор HCL.

Поинтервальная или ступенчатая СКО. При вскрытии нескольких самостоятельных прослоев общим фильтром или общим открытым забоем, а также при вскрытии пласта большой толщины, в разрезе которого имеются интервалы с различной проницаемостью, одноразовая солянокислотная обработка всего интервала всегда положительно сказывается на наиболее проницаемом прослое. Другие прослойки с ухудшенной гидропроводностью фактически остаются необработанными. В таких случаях применяют поинтервальную солянокислотную обработку, т. е. обработку каждого интервала пласта или пропластка. Для этого намечаемый для обработки интервал изолируется двумя пакерами, которые устанавливаются непосредственно у границ интервала или пропластка.

Технология обработки призабойной зоны скважин на основе жидкофазного окисления легких углеводородов в пластовых условиях. Технология предназначена для интенсификации процесса комплексного воздействия на продуктивные пласты карбонатных коллекторов, насыщенных высоковязкой парафинистой нефтью. Широкомасштабные промышленные испытания проведены на нефтяных месторождениях Приобья, на основе которых осуществлено ее технологическое совершенствование с последующей разработкой нескольких вариантов использования.

Теоретические и экспериментальные исследования процессов окисления легких углеводородов в пористой среде с участием инициаторов и катализаторов окисления позволили разработать принципиально новую технологию воздействия на карбонатный коллектор в призабойной зоне, основанную на иницировании реакции окисления легких жидких углеводородов за счет химической экзотермической реакции окисления изомасленного альдегида кислородом воздуха в присутствии азотной кислоты, непосредственно в продуктивном пласте. В результате образуется оксидат, представляющий собой смесь карбоновых кислот (муравьиной, уксусной, пропионовой, масляной и др.), кетонов, спиртов, альдегидов, эфиров и выделяется одновременно значительное количество теплоты, что обеспечивает комплексное воздействие на нефтесодержащий карбонатный коллектор.

Метод щелевой разгрузки продуктивного пласта в призабойной зоне скважин. Работниками ВНИМИ, ВНИИОкеанология, ОАО «Роснефть» создан и внедрен в промышленных масштабах метод щелевой разгрузки продуктивного пласта, заключающийся в создании двух вертикальных, диаметрально противоположных щелей в продуктивном пласте скважины. Метод обеспечивает надежную гидродинамическую связь с пластом, снижение напряжений и увеличение проницаемости пород в призабойной зоне, увеличение площади фильтрации, высокое совершенство вскрытия пласта, увеличение дебитов скважин и, в конечном счете, повышение конечного нефтеизвлечения.

Метод может использоваться в сочетании с кислотными и другими обработками ПЗП в добывающих и нагнетательных скважинах. Он может быть использован для выравнивания профиля приемистости скважин. Эффективность метода щелевой разгрузки пласта зависит от правильного

3. ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА

3.1 Выбор и обоснование методов повышения продуктивности скважин (воздействие на ПЗП, воздействие на пласт)

Гидродинамические исследования проводятся с целью определения фильтрационных характеристик залежей и позволяют с достаточной точностью определить пластовое давление, оценить состояние призабойной зоны скважин (skin-фактор), коэффициенты продуктивности скважин, гидропроводность пласта и др., а также установить изменение этих величин во времени. Эти параметры являются необходимым инструментом при анализе состояния разработки залежей нефти, при построении и адаптации постоянно действующей геолого-технологической модели по данным истории разработки.

Гидродинамические исследования скважин и замеры пластового давления проводятся в течение всего срока разработки месторождения. Комплекс гидродинамических исследований на Южно-Ягунском месторождении включает: определения пластовых и забойных давлений, исследования добывающих и нагнетательных скважин при установившихся и неустановившихся процессах фильтрации, а именно: снятие кривых восстановления давления (КВД) или уровней (КВУ), кривых падения давления (КПД).

Всего за период с 2007 по 2011 гг. на Южно-Ягунском месторождении было проведено 30 гидродинамических исследования методом снятия кривых восстановления давления в 14 скважинах. Результаты гидродинамических исследований представлены в приложении Б

Пласт БС1-10

По объекту БС1-10 методом снятия кривых восстановления давления в период 2000-2011 г.г. было проведено 5 исследований в 3 скважинах.

По результатам интерпретации полученных данных проницаемость находилась в пределах 4 (скв. 1439) – 408,0 (скв. 1436) 10^{-3} мкм², коэффициент продуктивности – 0,251-18,109 м³/сут×МПа, гидропроводность – 0,16-11,28 мкм²×см/мПа×с. Средние значения составили: проницаемость – 157,4· 10^{-3} мкм², коэффициент продуктивности – 3,87 м³/сут×МПа, гидропроводность – 5,29 мкм²×см/мПа×с. Проницаемость призабойной зоны в большинстве скважин значительно снижена.

Пласт ЮС-1

По объекту ЮС-1 методом снятия кривых восстановления давления в период 2000-2011 г.г. было проведено 25 исследований в 10 скважинах.

По результатам интерпретации полученных данных проницаемость находилась в пределах 5 (скв. 6) – 866,0 (скв. 7) 10^{-3} мкм², коэффициент продуктивности – 0,251-18,109 м³/сут×МПа, гидропроводность – 0,13-10,14 мкм²×см/мПа×с. Средние значения составили: проницаемость – 158,3· 10^{-3} мкм², коэффициент продуктивности – 1,94 м³/сут×МПа, гидропроводность – 2,16 мкм²×см/мПа×с.

Проницаемость призабойной зоны в большинстве скважин значительно снижена, величина скин-фактора получена отрицательной в скв. 1 и 147. В остальных скважинах величина скин-фактора получена положительной.

Причина №1

Для поддержания пластового давления на Южно-Ягунском месторождении осуществляется закачка подтоварной (пластовой) воды в нагнетательные скважины. На дату анализа действующий фонд нагнетательных (подтоварная вода) скважин составляет 59 скважин. Закачка пластовой воды в год составляет 2,094 мил.м³.

Для условий нефтяных пластов «Х» месторождения в целях сохранения устойчивой приемистости нагнетательных скважин допустимое содержание в закачиваемой воде допускает содержание

- механических примесей в (КВЧ) - не более 30-50 мг/л;

- нефтепродуктов – не более 50 мг/л;

Но в ходе проведенного анализа проб сточной воды было выявлено, что на Южно-Ягунском месторождении содержание механических примесей в сточной воде (КВЧ) превышает допустимые значения (см таблицу 9).

Таблица 9 - Среднее значения плотности сточной воды. Среднее содержание нефтепродуктов и КВЧ в сточной воде с КНС за 2012г.

Месяц 2006 года	Плотность, кг/м³	Нефте- продукты, мг/дм³	КВЧ, мг/дм³
Январь	1,092	10,6	32,0
Февраль	1,116	11,0	35,4
Март	1,111	10,7	90,4
Апрель	1,105	9,6	65,3
Май	1,099	9,3	88,0
Июнь	1,091	9,4	130,3
Июль	1,097	9,3	316,3
Август	1,082	10,0	76,3
Сентябрь	1,066	8,4	63,0
В среднем за 9 месяцев	1,095	9,8	99,7

В целом по месторождению основные проектные решения, касающиеся системы воздействия на продуктивные пласты путем заводнения успешно выполняются. На объекте ЮС-1 реализована семиточечная система заводнения, отборы жидкости частично компенсируются закачкой. На объекте БС 1-10 закачка отсутствует, так как объект разрабатывается единичными скважинами (бессистемно).

Перспективы развития системы ППД на обоих объектах связаны с вводом КНС. Совершенствование реализуемых и формирование запроектированных систем на объектах являются основными технологическими задачами в области работ по воздействию на продуктивные пласты.

В системе ППД месторождения в качестве вытесняющего агента используется сточная вода. В продуктивные пласты закачивается попутно-добываемая вода, поступающая с высоко-обводненных добывающих скважин (скв. 1439, 154, 156, процент обводненности – 99 %), уровни добычи которой, на уровне с объемами закачки ее в пласт.

Для большинства месторождений Приобья в качестве агентов для системы ППД используются пресные и сточные воды.

Отделенная от нефти попутная вода по составу и свойствам аналогична пластовой воде. Поэтому при закачке попутной воды в нагнетательные скважины исключена возможность ее взаимодействия с пластовой водой и карбонатной породой продуктивных горизонтов.

Пресная вода по составу и свойствам несколько отличается от пластовой воды продуктивных горизонтов. Однако, при их смешивании не образуется нерастворимых осадков. При использовании в системе ППД пресных вод, в составе попутно-добываемой смеси ожидается повышенное содержание сульфатов за счет растворения гипсоангидритовых включений коллектора. Вместе с тем, влияние пресной воды на породу уменьшается за счет неполного вытеснения нефти из поровых каналов и трещин пород. Однако, в том и другом случае закачка пресных вод может вызвать процесс солеотложения в промышленном оборудовании.

Одним из преимуществ закачки сточной воды для ППД является более высокий охват пласта заводнением, по сравнению пресной водой. С другой стороны сточная вода является более агрессивной, что оказывает влияние на долговечность работы оборудования. Отсутствие сточной воды на месторождении обуславливает ее транспортировку с других месторождений, что

нецелесообразно как по выше указанной причине, так и вследствие высоких затрат.

Планируется расширение системы ППД и ввод КНС к 2015 г. Таким образом, существующая наземная инфраструктура (ввиду ранней стадии разработки месторождения) не позволяет использовать для заводнения всю попутно-добываемую воду.

Рассмотренные варианты разработки предусматривают сохранение и расширение наземной инфраструктуры в связи с планомерным вводом в разработку обоих объектов. Использование в системе ППД попутно-добываемой воды предусматривается и в дальнейшем. С целью обеспечения системы ППД необходимыми объемами воды для компенсации отборов жидкости на Южно-Ягунском месторождении рекомендуется использование пластовой воды отложений с забором воды из водозаборных скважин и организацией внутрискважинной перекачки до момента ввода в эксплуатацию КНС.

Для водозабора рекомендуются скважины: 56, 1439, 154, 23, 156, 33, 139, 194, 182, 216. Для внутрискважинной перекачки рекомендуются скважины 47, 76, 43, 14, 157, 91, 95, 99, 100, 193.

После организации предварительного сброса воды на УПСВ «Х» месторождения часть фонда ППД будет переведено под закачку подтоварной воды, а часть водозаборных скважин переоборудованы под добычу нефти и закачку воды.

Причина №2

Разработка месторождений с применением различных способов повышения нефтеотдачи существенно изменяет и термодинамические условия разработки залежи. Особенно существенное влияние оказывает применение заводнения.

В результате нагнетания в пласт больших объемов подтоварной воды нарушается первоначальный тепловой режим залежи, что в ряде случаев приводит к созданию благоприятных условий кристаллизации парафина и образования в порода пласта асфальто-смоло-парафиновых отложений

(АСПО). В условиях призабойной зоны пласта количество факторов, способствующих образованию углеводородных отложений значительно возрастает. К ним можно отнести разгазирование нефти во время эксплуатации скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения, снижение температуры призабойной зоны во время глушения и промывок скважин и так далее.

Пластовая температура относится к числу факторов, определяющих температурный режим добывающих скважин. Чем больше разница между пластовой температурой и температурой насыщения, тем ближе к устью скважины отодвигается зона парафинизации. Однако для оценки теплового состояния ствола скважины правильнее брать усредненный градиент, представляющий собой отношение пластовой температуры к глубине скважины. Так, для месторождений Приобья усредненный градиент находится в пределах от 0,02 до 0,024 °С/м.

Анализируя данные температуры насыщения и пластовой температуры по эксплуатационным объектам месторождений Приобья, можно отметить достаточно низкие значения пластовых температур, которые находятся в интервале 29-33 °С.

Что касается температуры насыщения, то изменение ее более значительно даже в пределах одного объекта разработки. Это объясняется тем, что температура насыщения парафином не является постоянной величиной, она находится в определенной зависимости от углеводородного состава, давления и газонасыщенности нефтяного потока, которые меняются со временем и изменением режима работы скважины.

Так по данным Г.Ф. Требина с изменением давления в зоне парафинизации на 10 МПа температура насыщения парафином изменяется на 0,2–0,4 °С. На Южно-Ягунском месторождении разница значений пластовых температур и температур насыщения по пласту А₄ в интервале глубин 1050-1090 м составляет всего лишь 3 °С. По этому факту можно судить о возможной парафинизации пород призабойной зоны пласта в процессе эксплуатации скважин.

Ко всему выше сказанному можно добавить, что начиная с 2010 года существенно снизились объемы закачки теплоносителя, а температура

теплоносителя упала с 260°C (пар) на устье до 100°C. При этом, для поддержания пластового давления в пласты закачивается подтоварная вода с температурой 20°C. Закачка теплоносителя на башкирском объекте чередовалась с закачкой холодной пресной и сточной вод , в связи, с чем распределение температуры по площади залежи существенно менялось во времени.

Исходя из проведенного выше анализа причин снижения продуктивности скважин, мы можем предложить несколько способов повышения продуктивности скважин:

- Внедрение в технологию подготовки нефти и подтоварной воды гидрофобные фильтры.
- Дополнительно внедрить на КНС-10 (кустовая насосная станция) установку гидроциклонной очистки воды для систем ППД.
- Провести метод динамического нефтекислотного разрыва карбонатных пород (Гидровиброфрак).
- Для борьбы с АСПО предлагается внедрить метод импульсно – дозированного теплового воздействия с паузой (ИДТВ (П)).

3.2 Выбор и обоснование проектируемого технического решения для увеличения извлечения нефти из пластов, оптимизации сбора и подготовки скважинной продукции

В результате выявленных основных причин снижения проницаемости призабойной зоны скважин «Х» месторождения, в настоящем разделе даны обоснования предлагаемых решений по каждой причине.

В результате растворения попутно добываемого газа пластовая нефть приобретает свойства средневязких нефтей, что благоприятно скажется на процессе извлечения ее из пласта.

Предписано выделение опытного участка для отработки технологии проведения ВГВ. Так на месторождении предлагается закачка водогазовой смеси

в нагнетательные скважины 1441 и 43. Реагирующими добывающими скважинами являются скважины: 7, 8, 46, 45, 44, 49, 9, 10, 11 (Рис. 2).

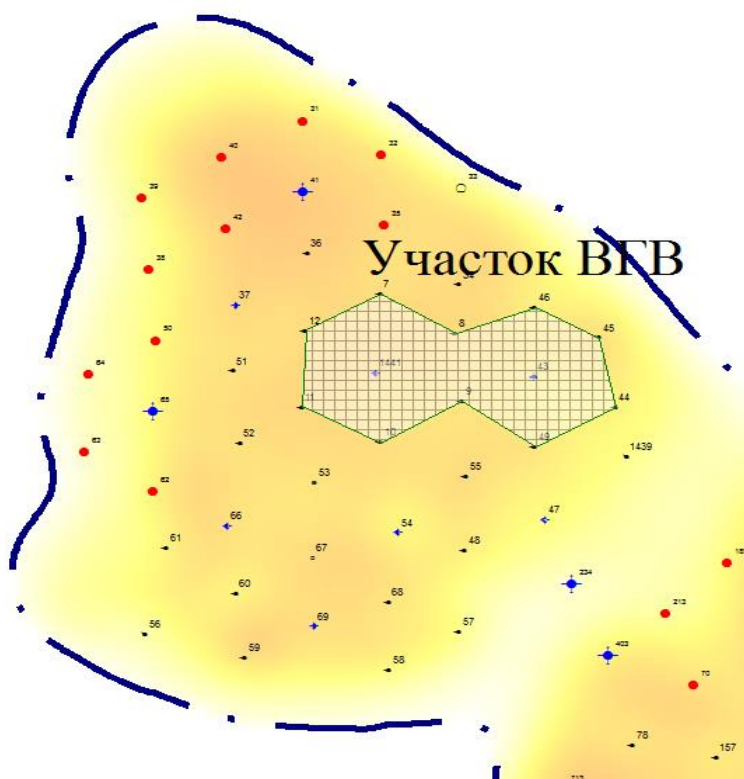


Рис. 2 – Опытный участок для оценки эффективности ВГВ

1 этап. Предлагается на УПН «Южно-Ягунск» в вести в технологию подготовки нефти и подтоварной воды гидрофобные фильтры

2 этап. Дополнительно внедрить на КНС-10 (кустовая насосная станция) установку гидроциклонной очистки воды для систем ППД.

Обоснование решения заключается в том, что при соблюдении технологии подготовки нефти с использованием гидрофобных фильтров приведет снижению КВЧ а дополнительная установка гидроциклонной очистки воды снизит содержание до предельно допустимого значения: механических примесей в закачиваемой воде - не более 30-50 мг/л;

Применения этих решений позволит стабилизировать снижения проницаемости ПЗП скважин «Х» месторождения

3 этап. Провести метод динамического нефтекислотного разрыва карбонатных пород (Гидровиброфрак).

Обоснование метода заключается в том, что он конкретно применяется для карбонатных пород залегающие на глубинах до 1200-1500 м, кем являются и сложены пласты «Х» месторождения. Карбонатные пласты (известняки) характеризуются преимущественным горизонтальным напластованием и соответственно гораздо меньшей прочностью на разрыв по плоскости, чем по вертикали.

Это подтверждает и расслаивание нефтенасыщенных известняков при отборе керна. При таких глубинах горное давление составляет $P = 22-23$ МПа, поэтому при его превышении наиболее вероятно образование трещин вдоль напластования.

Анализ результатов исследований (см. таблицу 10) процесса проведения технологии Гидровиброфрак показывает, что создаются трещины глубиной несколько десятков метров по радиусу, скин-фактор, как правило, становится отрицательным и кратно возрастает коэффициент продуктивности скважин.

Таблица 10 -Анализ результатов исследований технологии «Гидровиброфрак»

параметры	До воздействия (ухудшенная зона)	После воздействия (зона воздействия)
параметры призабойной зоны		
радиус зоны воздействия, м	0,5-10 и более	20-50
проницаемость, мкм ²	0,01-0,20	0,1-1,0
скин-эффект	(+)-5- (-1)	-2-(-5)
показатели работы скважин		
дебит нефти, т/сут	0-8	3-30
дебит жидкости, м ³ /сут	0-15	3-50

скин-фактор (S):

$S=0$; однородный пласт

$S>0$; ухудшенное состояние проницаемости ПЗП (засорение, кальмотаж, различные отложения)

$S<0$; улучшенная ПЗП (возможно за счет проведения обработок ПЗП)

(СКО, наличие трещин)

Также в ходе выполнения этой работы был проведен анализ эффективности методов ОПЗ на Южно-Ягунском месторождении. По данным анализа видно, что мероприятия, связанные с обработками призабойных зон (ОПЗ) пластов добывающих скважин различными химическими реагентами имеет недостаточно высокий коэффициент успешности. Из 771 операций, успешными можно признать только 455.

Средние приросты дебитов нефти составили, 1,5 т/сут. Анализ проведения метода Гидровиброфрак на месторождении показал хорошую эффективность метода. Средние приросты дебитов нефти составили, 3,3 т/сут..

Все это говорит о том, что метод динамического нефтекислотного разрыва карбонатных пород можно применить на Южно-Ягунском месторождении с последующим эффектом выраженным в увеличение проницаемости ПЗП и как следствие дополнительной добычи нефти.

Предлагается внедрить метод импульсно–дозированного теплового воздействия с паузой (ИДТВ (П)).

Протоколом ЦКР Минтопэнерго РФ № 1537 от 13.05.1993 г. проектные решения утверждены в авторском варианте. По объекту А4 предусматривалось применение технологии ИДТВ(П) с последующим переходом на технологию ТЦВП. На практике не все проектные решения удалось выполнить

В большей степени применялась технология импульсно-дозированного теплового воздействия ИДТВ (П), охватившая почти всю центральную часть залежи и небольшой участок на севере залежи. Технологии ТЦВП не получила дальнейшего промышленного применения на Южно-Ягунском месторождении.

Очевидно, что одним из основных препятствий дальнейшего развития технологии стало отсутствие надежного теплоизолирующего оборудования в скважинах башкирского яруса и неполных охват нагнетательных скважин внешним обустройством по подаче к ним теплоносителя.

Отметим, что закачка пара ($T = 345 \text{ }^{\circ}\text{C}$) осуществлялась в опытным порядке в малых объемах и не получила промышленного внедрения. В основном в качестве теплоносителя использовалась подогретая пресная вода с Камского водозабора. Диапазон температуры подогрева воды варьировали от 50 до 260 $^{\circ}\text{C}$ на устье.

В 2010 г. средняя температура подачи теплоносителя на устье ПНС составляла немногим более 120 $^{\circ}\text{C}$. Применение тепловых методов позволило повысить пластовую температуру объекта.

Текущая средняя температура объекта А4 на 1.01.2013 г оценивается значением 34,7 $^{\circ}\text{C}$. Объект планомерно прогревался с внедрением тепловых методов разработки, достигнув максимальных темпов прироста $T_{пл}$ в период середины 90-х годов. По результатам адаптации расчетных модельных данных на фактические данные разработки башкирского яруса, степень прогрева запасов объекта (по состоянию на 1.01.2006 г.) можно охарактеризовать следующими значениями:

- доля объема с температурой выше начальной (28 $^{\circ}\text{C}$) 44%;
- доля объема с температурой выше 50 $^{\circ}\text{C}$ 13%;
- доля объема с температурой выше 100 $^{\circ}\text{C}$ 1,5%.

Прогрев пластовой системы позволяет снижать значение межвязкостного соотношения нефти и воды в потоке, способствуя повышению дебитов скважин и увеличению нефтеотдачи.

Результатами исследований пластовой нефти «Х» месторождения установлено, что с повышением температуры свыше 50 $^{\circ}\text{C}$, вязкость пластовой нефти сокращается более чем в 3 раза. В целом, от намеченных в Технологической схеме, ряд элементов системы разработки, где тепловые методы реализованы в полномасштабных объемах, характеризуется повышенной выработкой запасов нефти, достигнув значений КИН - 0,44, при утвержденном 0,392.

В связи с этим, для проведения технологических расчетов потенциальных перспектив применения тепловых методов на месторождении, было принято

решение о использовании в качестве метода воздействия для улучшения состояния ПЗП технологию подачи теплоносителя в пласт – технологии ИДТВ и ИДТВ(П). Отметим, что утвержденным ЦКР, вариантом разработки башкирского яруса является вариант 3а Технологической схемы 1991 г., предполагающий импульсно-дозированное тепловое воздействие.

3.3 Проектирование технического решения для реализации на данном месторождении

Разделим внедряемые мероприятия на этапы.

1 этап. Для снижения содержания механических примесей и нефтепродуктов в закачиваемой воде применить технологию подготовки нефти с использованием гидрофобных фильтров и установку гидроциклонной очистки воды для систем ППД.

На данный момент при подготовки нефти и подтоварной воды на УПН «Южно-Ягунск» используется метод отстоя и дегазации без прохождения сточной воды через гидрофобные фильтры. Гидрофобный фильтр представляет собой слой нефти находящийся в резервуарах и аппаратах УПН. Сточная вода водиться через лучевой перфорированный распределитель в слой нефти (гидрофобный фильтр) и, опускаясь вниз освобождается от капелек нефти и механической примесей. Вода прошедшая через слой нефти и освободившееся от основной части капельной нефти, подвергается еще и отстою в слое воды.

2 этап. Установка гидроциклонной очистки воды для систем ППД предназначена для очистки пластовой воды, не содержащей нефти от механических примесей и подачи ее под избыточным давлением на прием насосов кустовых насосных станций (КНС) системы поддержания пластового давления (ППД). Установка монтируется на площадке КНС в соответствии с проектом привязки, выполненным компетентной организацией.

Устройство БТ представляет собой мобильное обогреваемое помещение, в качестве ограждающих конструкций которого использован утепленный бокс с трехслойными панелями.

В БТ установлено следующее оборудование: два поднапорных насосных агрегата, два мультициклона, два фильтра с фильтрующими элементами конструкции Крапухина (ФЭК); два силовых электрических шкафа; один шкаф управления; трубопроводная обвязка с предохранительной и запорно-регулирующей арматурой; средства КИП и А.

Таблица 11 Техническая характеристика установки очистки воды

Параметр, размер	Значение
Рабочая среда	Пластовая вода
Температура воды, ОС, в пределах	40:50
Содержание твердо взвешенных веществ на входе в установку , мг/л, не более	300
Содержание взвешенных веществ на выходе , мг/л, не более	15
Количество гидроциклонов в одном корпусе	8
Производительность одного мультициклона, м ³ /сут ,номинальная	2250
Тип подпорного насоса	1Д200-90а
Мощность эл.двигателя, кВт	75
Подача номинальная, м ³ /час	180
Напор,м	74
Количество насосов, из них рабочих	2(1)
Габаритные размеры установки (длина х ширина х высота),мм	12220х3185х4500
Масса установки, кг, не более	15000

3 этап. Метод динамического нефтекислотного разрыва карбонатных пород.

Сущность технологии заключается в комплексном воздействии на пласт, которое включает упругие колебания, гидравлическое воздействие и использование нефтекислотных эмульсий. Технологический процесс включает 3 этапа. На 1-м этапе осуществляется предварительное виброволновое воздействие на выбранные интервалы пласта для его декольматации, разупрочнения, раскрытия существующих и создания сети новых микротрещин, на 2-м этапе - проведение разрыва пласта рабочей жидкостью через генератор колебаний, на 3-ем - продавка нефтекислотной эмульсии глубоко в пласт в поле упругих колебаний. В результате создается сеть глубоких, несмыкающихся трещин в пласте, что позволяет отказаться от закачки проппанта.

Кроме того, при воздействии на карбонатные пласты, залегающие на глубинах до 1200-1500 м, возникают горизонтальные трещины при использовании агрегатов малой мощности, например типа ЦА-320М, СИН-35.

Таблица 12 - Скважины кандидаты для проведения динамического нефтекислотного разрыва пласта

Месторождение	№ скв.	Динамика снижения проницаемости (Д)			Динамика снижения продуктивности (м ³ /атм)			Остаточные запасы (тыс.т)
		2014г	2015г	2016г	2014г	2015г	2016г	
Южно-Ягунское	7	0,04	0,035	0,02	0,40	0,35	0,20	19,353
Южно-Ягунское	8	0,017	0,015	0,011	0,14	0,12	0,08	10,521
Южно-Ягунское	10	0,029	0,026	0,024	0,24	0,21	0,19	20,278
Южно-Ягунское	11	0,013	0,01	0,007	0,17	0,14	0,11	14,682
Южно-Ягунское	44	0,033	0,029	0,028	0,40	0,36	0,35	20,750
Южно-Ягунское	45	0,017	0,016	0,013	0,24	0,23	0,20	12,445
Южно-Ягунское	46	0,02	0,011	0,007	0,26	0,17	0,13	23,320

Анализ распределения остаточных подвижных запасов нефти, полученных с использованием геолого-гидродинамического моделирования, позволил выделить в северной части площади участок с наибольшей концентрацией запасов. По результатам исследований ГДИ низкие значения проницаемостей связаны в основном в северной части месторождения.

3) Можно отметить, что более высокие значения связаны в основном с центральной частью залежи. Именно в эти зоны (центральную часть) было закачено основное количество теплоносителя. В связи с эти область внедрения метода ИДТВ (П) будет распространяться в северной части месторождения (см рисунок 17).Закачка теплоносителя по технологии ИДТВ(П) будет проводиться в 34 скважины.

3.4 Определение технологической эффективности при реализации технического решения

Также для расчета технологических показателей разделим предлагаемые решения на 2 части согласно выявленных причин.

3.4.1. Добыча нефти

1) *Расчет технологических показателей при применении метода КГРП*

Методика прогноза технологической эффективности

1. Расчет максимально возможного значения коэффициента продуктивности (для «незагрязненного» пласта):

$$\varepsilon_{\text{прод}}^{\text{макс}} = \frac{2\pi h K_{\text{пл}} \rho_{\text{пл}}}{\mu_{\text{пл}} \ln \frac{R_{\text{пл}}}{R_{\text{заб}}}} \quad (1)$$

где $K_{\text{пл}}$ – проницаемость «незагрязненного» пласта, h – толщина пласта, $\mu_{\text{пл}}$ – вязкость пластовой продукции, $R_{\text{пл}}$ – радиус контура питания, $R_{\text{заб}}$ – радиус скважины.

2. Коэффициент продуктивности скважины до обработки:

$$\varepsilon_{\text{прод}} = \frac{2\pi h \rho_{\text{пл}}}{\mu_{\text{пл}} \left(\frac{1}{K_{\text{пл}}} \ln \frac{R_{\text{пл}}}{R_{\text{ск}}} + \frac{1}{K_{\text{ск}}} \ln \frac{R_{\text{ск}}}{R_{\text{заб}}} \right)} \quad (2)$$

где $K_{\text{ск}}$ – проницаемость поврежденной скин-зоны, $R_{\text{ск}}$ – радиус скин-зоны.

3. Максимально возможная степень восстановления продуктивности скважины:

$$\alpha_{\text{вос}}^{\text{макс}} = (\varepsilon_{\text{прод}}^{\text{макс}} - \varepsilon_{\text{прод}}) / \varepsilon_{\text{прод}}^{\text{макс}} \quad (3)$$

4. Целевое значение уровня восстановления продуктивности (расчет требуемого восстановления продуктивности по экономической целесообразности или экспертно):

$$\alpha_{\text{вос}}^{\text{цп}} = \alpha_{\text{вос}}^{\text{макс}} \cdot n_{\text{экс}} \quad (4)$$

где $n_{\text{экс}}$ – коэффициент снижения прироста добычи, рассчитываемый по экономическим показателям или экспертно.

5. Целевое значение коэффициента продуктивности ПЗП (после обработки):

$$\varepsilon'_{\text{прод}} = \varepsilon_{\text{прод}} / (1 - \alpha_{\text{вос}}^{\text{цп}}) \quad (5)$$

6. Дебит скважины до обработки:

$$Q = \varepsilon_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \quad (6)$$

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление на последнюю дату, МПа, $P_{\text{заб}}$ – забойное давление на последнюю дату, МПа.

7. Дебит скважины после обработки

$$Q' = \varepsilon'_{\text{прод}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}) \quad (7)$$

8. Дополнительная добыча за N месяцев длительности эффекта:

$$Q_{\text{доп}} = (Q' - Q) \cdot N \quad (8)$$

Таблица 13 Скважинные данные для расчета технологических показателей .

№ скв.	$P_{\text{пл}}$	$H_{\text{д}}$	$P_{\text{заб}}$	Дебит нефти	дебит жидкости	Обвод	Нефт. толщина
кол.	атм	м	атм	т/сут	м ³ /сут	%	м
7	63,7	975	10	1	10	85	6,4
8	52,8	1184	22	1	2	60	6
10	75,2	1055	12	1	11,1	88,3	4,8
11	61,8	1107	6	1	9,1	84,6	3
44	37,2	080	11	2	10	78	32,8
45	98,9	1072	16	9	25,2	61,5	25
46	109,1	520	66	0,9	15,2	98,7	31

Результаты расчетов (см. таблицу 14)

Таблица 14 - Показатели эффективности предлагаемого метода воздействия на ПЗП

Скважины	Параметры до ОПЗ		Параметры после ОПЗ		Прирост (т/сут)		Дополнительная добыча (тыс.т)		Отработанное время (сут)	Удельной эффект по нефти (т/сут)
	нефть (т)	жидкость (м³)	нефть (т)	жидкость (м³)	нефть (т)	жидкость (м³)	нефть (т)	жидкость (м³)		
7	1	10	5	19,8	4,0	9,8	1161	3129	345	3,4
8	1	2	4,9	10,5	3,9	8,5	1132	2716	345	3,3
10	1	11,1	4,8	15,7	3,8	4,6	1104	1481	345	3,2
11	1	9,1	4,7	17,5	3,7	8,4	1073	2703	345	3,1
44	2	10	5,6	17,2	3,6	7,2	1046	2304	345	3,0
45	9	25,2	12,5	29,7	3,5	4,5	1016	1442	345	2,9
46	0,9	15,2	4,4	46,9	3,5	31,7	1015	10148	345	2,9
в целом					26,0	74,7	7547	23923	2415	3,1

2) Расчет технологических показателей при применении ИДТВ (П)

Основным инструментом расчета технологических показателей разработки выделенных объектов являются физически содержательные, трехмерные цифровые геолого-гидродинамические модели пластов, построенные с учетом геолого-физических, физико-химических, термобарических и промысловых данных о пластах, насыщающих их флюидов, исследованиях и эксплуатации скважин на месторождении. Создание моделей проводилось на тестированных программных продуктах (Petrel-2005; Eclipse100 и Eclipse300 с дополнительными опциями «nine-point» и Thermal), в соответствии с требованиями регламентирующих документов: РД 153-39-007-96/16/ и РД 153-39.0-47-00.

В предшествующей технологии ИДТВ проявляется механизм вытеснения, связанный с многократным повторением термоциклики. В процессе ИДТВ требуется осуществлять непрерывный учет изменений граничных условий. Механизм увеличения нефтеотдачи при ИДТВ проявляется в неоднородной трещиновато – пористой среде и заключается в интенсификации массообмена между крупными проводящими каналами (трещинами) и слабопроницаемыми матрицами (блоками) под воздействием температурных колебаний. Для реализации в модели ИДТВ данного механизма увеличения нефтеотдачи сделаны следующие предположения:

1. Каждый проницаемый пропласток рассматривается как среда с двойной пористостью.

2. Общая пористость принимается как сумма пористостей, входящих на трещины (m_{TP}) и блоки ($m_{БЛ}$).

3. Массообмен между трещинами и блоками происходит за счет термокапиллярных эффектов.

Для расчета процесса вытеснения нефти используются формулы

$$M_{K,J}^B - M_{K+1,J}^B = V_{K,J} \times [S_{K,J}^n \times \rho_B(T_{K,J}^n) - S_{K,J}^{n-1} \times \rho_B(T_{K,J}^{n-1})] \quad (9)$$

$$M_{K,J}^H - M_{K+1,J}^H = V_{K,J} \times [S_{K,J}^n \times \rho_H(T_{K,J}^n) - S_{K,J}^{n-1} \times \rho_H(T_{K,J}^{n-1})] \quad (10)$$

Уравнения фильтрации для воды и нефти (9,10) изменяются следующим образом.

Левые части уравнений приобретают вид:

$$M_{K,J}^B - M_{K+1,J}^B + M_{B,J} \quad (11)$$

$$M_{K,J}^H - M_{K+1,J}^H + M_{H,J} \quad (12)$$

$M_{B,J}$ и $M_{H,J}$ — выражают массообмен между трещинами и блоками в j -М пропластке.

В правой части (11) и (12) вводится множитель m_{mp}/m_J показывающий, что фильтрация вдоль простирания пласта происходит по системе трещин. Объем жидкости, поступающий в высокопроницаемые каналы из окружающих низкопроницаемых включений за счет сил термического расширения, составляет

$$W_{ж,J} = V_{БЛ,J} \left\{ \frac{m_{БЛ}(T_J^{n-1})}{m_{БЛ}(T_J^n)} \times \frac{\rho_B(T_J^{n-1})}{\rho_B(T_J^n)} \times S_{БЛ}^{n-1} + \frac{m_{БЛ}(T_J^{n-1})}{m_{БЛ}(T_J^{n-1})} \times \frac{\rho_H(T_J^{n-1})}{\rho_H(T_J^{n-1})} \times (1 - S_{БЛ}^{n-1}) - 1 \right\} \quad (13)$$

где $V_{БЛ}$ — поровый объем блока;

$m_{БЛ}$ — пористость;

$S_{БЛ}$ — водонасыщенность слабопроницаемых включений для пропластка J

При этом, если выражение в больших круглых скобках больше нуля, происходит приток в высокопроницаемые каналы, если меньше нуля — отток из высокопроницаемых каналов в низкопроницаемые части.

Массообмен водой выражается в виде

$$M_{B,J} = W_{ж,J} \times F(S_{БЛ}^{n-1}) \times \rho_B(T_J) \quad (14)$$

Массообмен нефтью

$$M_{H,J} = W_{ж,J} \times (1 - F) \times \rho_H(T_J) \quad (15)$$

где $F(S)$ — функция Леверетта, выражающая долю воды в суммарном потоке;

$T(J)$ — средняя температура на отрезке времени Δt . Таким

образом, основные особенности расчета процесса ИДТВ связаны с определением на каждом временном шаге массообмена и насыщенностей трещин и блоков жидкостями. Кроме того, в процессе ИДТВ необходимо организовать задание граничных условий в соответствии с режимом вытеснения. Из предварительного анализа определяются величины импульсов тепла I_T и холода I_H , а также количество циклов ИДТВ — n . В каждом цикле ИДТВ на этапе нагнетания теплоносителя на входе в пласт задается условие $T = T_H$, а на этапе нагнетания холодной воды $T = T_X$. После завершения циклов ИДТВ процесс довытеснения осуществляется холодной водой. На завершающей стадии задаются условия $q = q_X$, $T = T_X$. В технологии ИДТВ (П) в отличие от технологии ИДТВ возникает дополнительный механизм вытеснения, связанный с остановками процесса нагнетания в циклическом процессе. При математическом моделировании процесса ИДТВ (П) следует учитывать дополнительные эффекты вытеснения, связанные с проявлением перепадов давления в пласте.

Уравнения фильтрации для воды и нефти (19, 20) изменяются и их левые части приобретают вид:

$$M_{K,J}^B - M_{K+1,J}^B + M_{B,J}^{\Delta P} + M_{B,J} \quad (16)$$

$$M_{K,J}^H - M_{K+1,J}^H + M_{H,J}^{\Delta P} + M_{H,J} \quad (17)$$

где $M_{B,J}^{\Delta P}, M_{H,J}^{\Delta P}$ — величины массообмена по воде и нефти между высокопроницаемыми каналами и блоками за счет эффектов перепада давления. Сложность структуры порового пространства не дает возможности непосредственного определения указанных величин. Их можно представить в следующем виде:

$$M_{B,J}^{\Delta P} = \alpha_B V_{БЛ,J} \times K_{БЛ,J} \times \frac{K_B(S_{БЛ})}{\mu_B(T_{БЛ})} \times \Delta P \times t_o \times \rho_B(T_{БЛ}) \quad (18)$$

$$M_{H,J}^{\Delta P} = \alpha_H V_{БЛ,J} \times K_{БЛ,J} \times \frac{K_H(S_{БЛ})}{\mu_H(T_{БЛ})} \times \Delta P \times t_o \times \rho_H(T_{БЛ}) \quad (19)$$

Из (19) следует, что указанные массы воды и нефти пропорциональны поровому объему блоков, проницаемости, коэффициенту подвижности, времени восстановления давления t_o и среднему значению перепада давления ΔP . Коэффициенты пропорциональности α_B, α_H определяются эмпирически в лабораторных условиях физического моделирования. В модели расчета процесса ИДТВ (П) предусматривается также реализация граничного условия $q_H = 0$ в периоды остановок процесса нагнетания (пауз).

Результаты расчетов технологических показателей приведены в таблице 20

3.4.2. Коэффициент нефтеотдачи

1.) В связи с тем, что дополнительная добыча составит 7547 тыс.т., то текущий КИН увеличиться на 0,01%.

2.) Гидродинамические расчеты прогнозных показателей разработки и конечного нефтеизвлечения производились на весь объем продуктивных объектов месторождения. Определение средних значений коэффициента охвата залежей вытеснением нефти проводилось обратным счетом, от полученных на гидродинамических моделях значений КИН и, определенных расчетным путем, средних значений $K_{выт}$

Таблица 15 - Расчет коэффициента КИН

Категория запасов нефти	КИН утвержденный в ГКЗ РФ, д.ед.	Расчетные коэффициенты, д.ед.		
		вытеснения нефти	охвата вытеснением	КИН
А	0,392	0,661	0,696	0,460

Таблица 16 Расчет технологических показателей (ИДТВ (П) + закачка подтоварной воды

Годы и периоды	Добыча нефти, тыс.т	Накопл. добыча нефти, млн.т	Добыча жидкости, тыс.т	Накопл. добыча жидкости, млн.т	Обводненность, %	Закачка рабочих агентов, млн.м ³			
						годовая	накопл.	тепл. год	тепл. накопл
1	2	5	8	10	11	12	13	14	15
2017	436,9	5 388,058	8 611,2	90 817,792	94,9	7,477	76,896	3,431	32,980
2018	408,6	5 796,676	8 530,6	99 348,434	95,2	7,401	84,297	3,411	36,390
2019	385,0	6 181,671	8 481,9	107 830,374	95,5	7,353	91,651	3,403	39,793
2020	365,3	6 546,971	8 417,1	116 247,424	95,7	7,293	98,944	3,389	43,183
2021	345,3	6 892,315	8 341,6	124 589,062	95,9	7,223	106,167	3,371	46,554
2022	326,8	7 219,115	8 231,7	132 820,800	96,0	7,125	113,292	3,340	49,894
2023	310,7	7 529,842	8 134,2	140 955,021	96,2	7,037	120,329	3,313	53,206
2024	294,8	7 824,642	8 010,9	148 965,891	96,3	6,928	127,257	3,275	56,482
2025	281,9	8 106,571	7 941,7	156 907,542	96,5	6,865	134,122	3,260	59,742
2026	270,0	8 376,571	7 871,7	164 779,262	96,6	6,802	140,924	3,244	62,986
2027	258,3	8 634,887	7 804,1	172 583,368	96,7	6,742	147,666	3,229	66,215
2028	247,0	8 881,887	7 742,9	180 326,315	96,8	6,686	154,352	3,217	69,432
2029	236,9	9 118,755	7 665,6	187 991,947	96,9	6,618	160,970	3,198	72,630
2030	227,4	9 346,155	7 539,8	195 531,735	97,0	6,508	167,478	3,159	75,788
2031	218,5	9 564,655	7 482,9	203 014,611	97,1	6,457	173,935	3,148	78,936
2032	209,6	9 774,255	7 419,5	210 434,080	97,2	6,400	180,335	3,134	82,070

3.4.3 Сравнение эффективности технологических показателей проектируемых методов увеличения проницаемости ПЗП с другими методами

1) Для сравнения эффективности метода динамического нефтекислотного разрыва пласта был выбран метод ПСКО, которым в 2016 году были обработаны 16 призабойных зон скважин «Х» месторождения. (см. таблицу 17).

Таблица 17 - Сравнение эффективности методов Гидровиброфрак и метода ПСКО на Южно-Ягунском месторождении

Показатели	Динамический нефтекислотный разрыв	ПСКО
Количество проанализированных скважино-операций	7	16
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	7,5	10,1
- на одну скважино-операцию, тыс.т (уд. показатель)	1,07	0,634
Средний дебит до воздействия, т/сут		
- нефти	2,2	2,0
- жидкости	11,8	4,1
Средний дебит после воздействия, т/сут		
- нефти	5,9	3,5
- жидкости	22,4	13,1
Средний прирост дебита нефти, т/сут	3,7	1,5

Таким образом из таблицы видно, что наибольшая эффективность (уд. показатель на одну скважину операцию) заметно выше при обработке ПЗП методом динамического нефтекислотного разрыва который составляет 1,07 тыс.т/скважино-операцию.

2) Для сравнения эффективности метода ИДТВ (П) был взят метод циклической закачки подтоварной воды со вместо с закачкой теплоносителя 120°С при существующей системы разработки «Х» месторождения.

Таблица 18 - Сравнение эффективности метода ИДТВ (П) на Южно-Ягунском месторождении

Параметры	закачка теплоносителя 100°С + закачка сточной воды	ИДТВ(П) (260°С) + закачка сточной воды
Технологические показатели		
Проектный срок разработки, лет	25	25
Проектные уровни:		
по нефти, млн.т/год	0,576	0,588
по жидкости, млн.т/год	8,599	9,425
по закачке воды, млн.м ³ /год	4,797	8,077
по закачке теплоносителя, млн.м ³ /год	2,302	3,595
Темп отбора от НИЗ при проектном уровне добычи нефти, %	2,3	2,3
Год выхода на проектный уровень	2018	2021
Продолжительность проектного уровня, лет	1	7
Накопленные объемы за прогнозный период:		
по нефти, млн.т	4,797	9,975
по жидкости, млн.т	143,703	217,774
по закачке воды, млн.м ³	103,883	186,666
по закачке теплоносителя, тыс.м ³	45,784	85,184
Показатели на конец прогнозного периода:		
КИН	0,357	0,460
Отбор от утвержденных НИЗ, %	91,1	117,4
Среднегодовая обводненность, %	98,0	98,0
Водонефтяной фактор	9,6	11,8
Относительный отбор жидкости к V _{пор}	3,0	4,6
Относительный объем прокачки теплоносителем V _{пор}	1,1	2,1
Доля теплоносителя в общей закачке	0,48	0,49
Средняя температура объекта, °С	39,5	80,5
Объем прогретых (свыше T _{пл}) V _{пор} , д.ед	0,60	0,89
из них свыше 50 °С	0,19	0,65

Таким образом из таблицы 27 видно ,что при реализации метода ИДТВ (П) мы достигнем увеличение нагрева объекта до 80,5°С, что создаст

благоприятные условия для снижения вязкости нефти и как следствие образование АСПО в призабойной зоне скважин «Х» месторождения. Дополнительная добыча от внедрения метода импульсно-дозированного воздействия на пласт с паузой составит 5,178 млн.т, дополнительная добыча жидкости 74,070 млн.м³

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1. Обоснование показателей экономической эффективности

Для расчета прогнозируемых экономических показателей проекта использовали совокупность критериев, описанных в РД 153-39-007-96.

В данном разделе произведем экономическую оценку эффективности проведения динамического нефтекислотного разрыва карбонатных пластов (Гидровиброфрак) по технологии ООО «НПП Ойл-Инжиниринг», а также закачку теплоносителя по технологии ИДТВ оценим системой рассчитываемых показателей, выступающих в качестве экономических критериев, экономическая эффективность предлагаемого проекта будет заключаться в дополнительно добытой нефти.

Для оценки проекта предлагается использовать следующие основные показатели эффективности: дисконтированный поток денежной наличности (NPV), должен быть больше 0; индекс доходности (PI), в НК «Роснефть» при PI больше 1 предлагаемый проект может быть принят к реализации; период окупаемости вложенных средств (Пок), в НК «Роснефть» период окупаемости вложенных средств должен быть не более 5 лет, при соблюдении этого параметра проекты принимаются к реализации.

В систему оценочных показателей включаются также: эксплуатационные затраты на добычу нефти; доход государства (налоги и платежи, отчисляемые в бюджетные и внебюджетные фонды страны).

Для экономической оценки вариантов разработки могут использоваться базисные, текущие (прогнозные), расчетные и мировые цены.

4.2. Исходные данные для расчетов экономических показателей проекта и расчет показателей

Исходные данные для расчета экономических показателей проекта представлены в табл. 19

Таблица 19 - Исходные данные для расчетов экономических показателей

Показатель	Значения
Цена реализации нефти, руб.	14650
Удельные инвестиции на 1 скв.- операцию, тыс. руб. (в удельные инвестиции входят затраты на: ГИС; реагент; бригада КРС)	1099
Дополнительная добыча нефти (по 7 скважинам), тонн (Гидровиброфрак)	7547
Дополнительная добыча нефти (ИДТВ), тонн	5178000
Стоимость теплоносителя, 1 т/руб.	250
Эксплуатационные затраты (ИДТВ), руб	97903000
Капитальные затраты, руб	13643000

4.3 Выручка от реализации

Выручка от реализации продукции (B_t) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$B_t = (C_n * Q_n) * t \quad (22)$$

где C_n , - соответственно цена реализации нефти в t-м году;

Q_n , - соответственно добыча нефти в t-м году.

Таким образом, выручка от реализации за счет дополнительно добытой нефти (Гидровиброфрак) составила за 2016 год,

$$B_t = 14650 \cdot 7547 = 110563550 \text{руб.}$$

Выручка от реализации (ИДТВ):

$$B_t = 14650 \cdot 5178000 = 758577000 \text{тыс.руб}$$

4.4. Эксплуатационные затраты

Эксплуатационные затраты рассчитываются в соответствии с удельными текущими затратами: обслуживание добывающих и нагнетательных скважин; энергетические затраты для механизированной добычи жидкости; поддержание пластового давления; сбор и транспорт нефти; технологическая подготовка нефти; амортизация скважин.

Затраты на обслуживание добывающих скважин определяются в зависимости от количества действующих скважин и включают в себя заработную плату (основную и дополнительную) производственных рабочих, цеховые расходы, общепроизводственные расходы, а также затраты на содержание и эксплуатацию оборудования.

Энергетические затраты рассчитываются в зависимости от объема механизированной добычи жидкости. При расчете этих затрат исходят из средней стоимости электроэнергии и ее удельного расхода.

Расходы на сбор, транспорт нефти и газа, технологическую подготовку нефти рассчитываются в зависимости от объема добываемой жидкости без учета амортизационных отчислений.

Расходы по поддержанию пластового давления складываются из затрат на обслуживание нагнетательных скважин, затрат на закачку воды. При определении затрат на закачку воды исходят из объема закачиваемой в пласт

воды, ее стоимости и энергетических затрат. Норматив для определения энергетических затрат при закачке воды в пласт устанавливается, исходя из удельного расхода электроэнергии и стоимости 1 кВт·ч электроэнергии.

По проекту на проведение динамического нефтекислотного разрыва эксплуатационные затраты будут складываться из: затрат на капитальный ремонт скважин, проведение ГИС, затрат на реагент. Все эти затраты укладываются в удельные инвестиции на 1 скв. операцию.

$$\mathcal{E} = 1099 \cdot 7 = 7693 \text{ тыс. руб}$$

Кроме того, эксплуатационные затраты в данном проекте будут связаны и с дополнительной добычей нефти, т.е. с себестоимостью, которая составляла в 2016 году 2500 руб./т. Калькуляция затрат представлена в таблице 20.

Таблица 20 - Составляющие затрат учитываемые в себестоимости

Статья затрат	
Сырье, материалы и топливо, %	2,48
Энергия, %	3,68
Заработная плата, %	3,01
Амортизация, входящая в себестоимость, %	6,61
Затраты на капитальный и текущий ремонт всех основных средств, %	4,78
Затраты на геофизику и сейсморазведочные работы, %	0,66
Затраты на транспорт, %	2,51
Имущественные платежи, %	0,25
Другие расходы, %	6,81
Налоги и платежи, учитываемые в себестоимости, %	67,35

Капитальные вложения

Капитальные вложения в большей степени образуются в результате капитального ремонта УПГ, они составят 13643000 рублей.

Платежи и налоги

Оценка вариантов разработки должна проводиться в соответствии с налоговой системой, установленной в законодательном порядке.

Далее в таблице 21 приведен перечень налогов, отчисляемых в бюджетные и внебюджетные фонды РФ и в следующих разделах показан порядок их расчета.

Расчет платежей и налогов, включаемых в себестоимость нефти

Социальные отчисления:

$$H_{\text{соц}} = \text{ФОТ} \times a_{\text{соц}} / 100 = 2,37 \times 30 / 100 = 0,71 \text{ тыс. руб.},$$

где $a_{\text{соц}}$ – социальные отчисления, %.

Страхование от несчастных случаев:

$$H_{\text{стр}} = \text{ФОТ} \times a_{\text{стр}} / 100 = 2,37 \times 0,5 / 100 = 0,118 \text{ тыс. руб.},$$

где $a_{\text{стр}}$ – ставка обязательного страхования от несчастных случаев, % .

Таблица 21 Ставки налогов и отчислений

Показатели	Ед. изм.	Значения
Налог на добавленную стоимость	%	18,0
Социальные отчисления	%	30
Обязательное страхование от несчастных случаев	%	0,5
Налог на добычу полезных ископаемых	руб.	419*(Ц-9)*Р/261*Кв
Налог на имущество	%	2,2
Добровольное личное страхование	%	3,5
Ставка налога на прибыль	%	20,0
Подоходный налог	%	13,0
Прочие налоги (экология, пользование недрами, пользование водными ресурсами и т. п.)	тыс.руб./скв.	7,865
Транспортный налог	тыс.руб./скв.	1,476
Плата за землю (в расчете за 1 га)	тыс.руб./га	4,977
Экспортная пошлина	долл/т	88,9

Транспортный налог:

$$N_{\text{тр}} = (N_{\text{доб}} + N_{\text{нагн}}) \times a_{\text{тр}} = 7693 \times 1,476 = 11,332 \text{ тыс. руб.},$$

где $a_{\text{тр}}$ – ставка транспортного налога, тыс. р/скв.

Плата за землю:

$$N_3 = S \times a_3 = 3,11 \times 4,977 = 0,015 \text{ тыс. руб.},$$

где S – занимаемая площадь, га; a_3 – ставка земельного налога, тыс.р/ га.

НДФЛ:

$$N_{\text{под}} = \text{ФОТ} \times a_{\text{под}} / 100 = 2,37 \times 13 / 100 = 0,308 \text{ тыс. руб.}, \quad \text{где}$$

$a_{\text{под}}$ - ставка НДФЛ, %.

Расчет налогов и платежей, отчисляемых в бюджет

Налог на добавленную стоимость:

$$\text{НДС} = Q_n \times ((100 - K_{\text{пот}} - K_{\text{сн}}) / 100) \times C_{\text{вн}} \times a_{\text{НДС}} / 100 = 16,7 \times ((100 - 0,97 - 0,2) / 100) \times 14650 \times 18 / 100 = 26,37 \text{ тыс. руб.},$$

где $C_{\text{вн}}$ – цена нефти на внутреннем рынке без НДС; $a_{\text{НДС}}$ – ставка налога на добавленную стоимость.

Налог на имущество:

$$N_{\text{им}} = \text{ОПФ}_k \times n_{\text{им}} / 100 = 54,12 \times 2,2 / 100 = 1,19 \text{ тыс руб.},$$

где ОПФ_k – стоимость основных производственных фондов на конец года; $n_{\text{им}}$ – ставка налога на имущество, %.

Прибыль от реализации (π_t)

Прибыль от реализации – совокупный доход предприятия, уменьшенный на величину эксплуатационных затрат с включением в них амортизационных отчислений и общей суммы налогов, направляемых в бюджетные и внебюджетные фонды. Расчет прибыли производится с обязательным приведением разновременных доходов и затрат к первому расчетному году. Дисконтирование осуществляется путем деления величины прибыли за каждый год на соответствующий коэффициент приведения

$$\pi_t = \sum_{t=1}^T \frac{B_t - \mathcal{E}_t - N_t}{(1 + E_n)^{t - t_p}}, \quad (23)$$

где π_t – прибыль от реализации продукции; T – расчетный период оценки деятельности предприятия; B_t – выручка от реализации продукции в t -м году; \mathcal{E}_t – эксплуатационные затраты с амортизацией в t -м году; N_t – сумма налогов;

E_n – норматив дисконтирования, доли ед.(0,1); t , t_p – соответственно текущий и расчетный год.

Рассчитаем прибыль от реализации (Гидровиброфрак):

$$P = B - (\mathcal{E} + \text{НДС} + N_{\text{им}}) = 110563550 - 7733028 = 102830522 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$П_{\text{приб}} = П \times H_{\text{приб}} / 100 = 102830522 \times 20 / 100 = 82264417,6 \text{ руб.}$$

где $H_{\text{приб}}$ – ставка налога на прибыль, %.

Рассчитаем прибыль от реализации (ИДТВ):

$$П = В - (\Theta + \text{НДС} + H_{\text{им}}) = 75857700000 - (97903000 \times 250 + 559224000) = 50822726000 \text{ руб.}$$

Расчет чистой прибыли

$$П_{\text{ч}} = П - H_{\text{приб}} = 50822726000 - 10164545200 = 40658180800 \text{ руб.}$$

Прибыль от реализации нефти (Гидровиброфрак и ИДТВ).

$$П_{\Sigma} = \sum_{t=2015}^{2016} \frac{П_t}{(1 + E_H)^{t-2016}} = 46202478182 \text{ руб.}$$

$$П_{\Sigma} = \sum_{t=2015}^{2016} \frac{П_t}{(1 + E_H)^{t-2016}} = 36961982545 \text{ руб.}$$

где $П_t$ – чистая прибыль в t-м году; E_H – норма дисконта, доли ед.

4.5 Расчет экономических показателей проекта

Поток наличности (NPV)

Дисконтированный поток денежной наличности - сумма прибыли от реализации, амортизационных и инвестиционных отчислений, уменьшенная на величину инвестиций, направляемых на освоение нефтяного месторождения - определяется как сумма текущих годовых потоков, приведенных к начальному году.

$$NPV = \sum_{t=1}^T \frac{(n_t + A_t) - K_t}{(1 + E_H)^{t-p}} \quad (24)$$

где NPV - дисконтированный поток денежной наличности; n_t - прибыль от реализации в t-м году; A_t - амортизационные отчисления в t-м году; K_t - первоначальные инвестиции в проект в t-м году.

Рассчитаем поток наличности :

$$\text{Гидровиброфрак} \frac{46202478182 - 7733028}{(1 + 0,1)} = 41995222867 \text{ руб.}$$

$$\text{ИДТВ} \frac{50822726000 - 25034974000}{(1 + 0,1)} = 33589399587 \text{ руб.}$$

Индекс доходности (PI)

Индекс доходности (PI) характеризует экономическую отдачу вложенных средств и представляет собой отношение суммарных приведенных чистых поступлений (прибыли от реализации нефти и амортизационных отчислений) к суммарному дисконтированному объему капитальных вложений:

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^T (n_t + A_t) / (1 + E_H)^{t-t_p}}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E_H)^{t-t_p}} \quad (25)$$

где n_t - прибыль от реализации продукции; T - расчетный период оценки деятельности предприятия; A_t - амортизационные отчисления в t -м году; K_t - первоначальные инвестиции в проект в t -м году. E_H - норматив дисконтирования, доли ед.; t , t_p - соответственно текущий и расчетный год.

Индекс доходности :

$$\text{Гидровиброфрак} \frac{46202478182 / (1 + 0,1)}{7733028 / (1 + 0,1)} = 4,7$$

$$\text{ИДТВ} \frac{36961982545 / (1 + 0,1)}{25034974000 / (1 + 0,1)} = 2,03$$

Период окупаемости вложенных средств

Период окупаемости (Пок) – это продолжительность периода, в течении которого начальные негативные значения накопленной денежной наличности полностью компенсируются её положительными значениями. Период окупаемости для предлагаемого проекта может быть определен из следующего равенства:

$$\sum_{t=1}^T \frac{n_t - K_t}{(1 + E_h)^t} = 0 \quad (26)$$

Срок окупаемости 10 месяцев.

Гидровиброфрак: $7733028 / 46202478182 = 1$ мес.

ИДТВ: $36961982545 / 25034974000 = 8$ мес.

Экономическая оценка проекта

Требования НК «Роснефть» к принимаемым к реализации проектам: индекс доходности больше 1, период окупаемости проекта не более 5 лет. По этим критериям предлагаемый к реализации проект динамического нефтекислотного разрыва и проект ИДТВ подходят по эти параметры:

Гидровиброфрак: индекс доходности 4,7, период окупаемости 1 месяц.

ИДТВ: индекс доходности 2,03, период окупаемости 8 месяцев.

Сравнение технико-экономических показателей с утвержденным вариантом и выбор варианта, рекомендуемого к реализации

Результаты технико – экономических показателей представлены в таблице 22.

Таблица 22 Техничко – экономические показатели

Показатели	Проектные показатели	
	Закачка сточной воды	Гидровиброфра к
Дополнительная добыча нефти, тонн	5178000	7547

Выручка от реализации, тыс. руб.	75857700000	110563550
Эксплуатационные затраты по проекту, тыс.руб.	25034974000	7733028
Прибыль от реализации, руб.	36961982545	46202478182
Поток наличности, руб.	41995222867	33589399587
Индекс доходности	2,03	4,7
Период окупаемости вложенных средств, мес.	8	1

Как видно из таблице 22 несмотря на большие эксплуатационные затраты по проектам, оба проекта принесут большую добычу нефти, большую прибыль, а так же будет иметь высокий индекс доходности.

Предложенные к реализации мероприятия показали свою эффективность и могут быть рекомендованы к реализации.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1. Производственная безопасность

При осуществлении деятельности, связанной с ремонтом или реконструкцией опасных производственных объектов, организации обязаны обеспечить контроль состояния технической базы и технических средств, а также соблюдение установленных процедур планирования, проведения проверки качества и учета ремонтных и наладочных работ. Выполнение работ по реконструкции скважин, а также выполнение отдельных этапов (операций) этих работ, в том числе проведение работ по неразрушающему контролю и диагностике сооружений и оборудования, продлению сроков эксплуатации технических устройств, может производиться специализированными организациями в установленном порядке.

На каждом предприятии разрабатываются и после согласования в соответствующих органах, утверждаются инструкции, правила, руководящие документы, связанные с отдельными видами работ.

Проектные работы по месторождению выполняют специальные проектные институты, имеющие лицензию на данный вид деятельности.

Проектная документация должна соответствовать правилам эксплуатации парогенераторов, как объектов котлонадзора, а паропроводов - правилам устройства и эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Транспортировка и закачка влажного пара и горячей воды в нефтяные пласты связаны с возникновением специфических, опасных и вредных производственных факторов (разрывов коммуникаций, ожогов при обслуживании и ремонте оборудования, паропроводов, парогенераторных и водогрейных установок и т.п.), приводящих к травмированию обслуживающего персонала.

К обслуживанию производственных объектов на кустах и площадках УПП могут быть допущены лица не моложе 18 лет, годные по состоянию здоровья, обученные по утвержденной программе. Рабочие должны иметь удостоверение

на право обслуживания производственных объектов и знать производственную инструкцию согласно своей профессии. ИТР и рабочие должны пройти инструктаж по безопасному ведению работ по программе, учитывающей требования «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правил эксплуатации паровых и водяных котлов» и «Правил устройства и эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Технологическое оборудование (парогенераторные или водогрейные установки) должно быть оснащено приборами контроля и регулирования процессов. Контроль за работой технологического оборудования должен осуществляться по технологическому регламенту и производственной инструкции.

При осуществлении деятельности, связанной с ремонтом или реконструкцией опасных производственных объектов, организации обязаны обеспечить контроль состояния технической базы и технических средств, а также соблюдение установленных процедур планирования, проведения проверки качества и учета ремонтных и наладочных работ. Выполнение работ по реконструкции скважин, а также выполнение отдельных этапов (операций) этих работ, в том числе проведение работ по неразрушающему контролю и диагностике сооружений и оборудования, продлению сроков эксплуатации технических устройств, может производиться специализированными организациями в установленном порядке.

На каждом предприятии разрабатываются и после согласования в соответствующих органах, утверждаются инструкции, правила, руководящие документы, связанные с отдельными видами работ.

Проектные работы по месторождению выполняют специальные проектные институты, имеющие лицензию на данный вид деятельности.

Проектная документация должна соответствовать правилам эксплуатации парогенераторов, как объектов котлонадзора, а паропроводов - правилам устройства и эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Транспортировка и закачка влажного пара и горячей воды в нефтяные пласты связаны с возникновением специфических, опасных и вредных производственных факторов (разрывов коммуникаций, ожогов при обслуживании и ремонте оборудования, паропроводов, парогенераторных и водогрейных установок и т.п.), приводящих к травмированию обслуживающего персонала.

К обслуживанию производственных объектов на кустах и площадках УПГ могут быть допущены лица не моложе 18 лет, годные по состоянию здоровья, обученные по утвержденной программе. Рабочие должны иметь удостоверение на право обслуживания производственных объектов и знать производственную инструкцию согласно своей профессии. ИТР и рабочие должны пройти инструктаж по безопасному ведению работ по программе, учитывающей требования «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Правил эксплуатации паровых и водяных котлов» и «Правил устройства и эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Технологическое оборудование (парогенераторные или водогрейные установки) должно быть оснащено приборами контроля и регулирования процессов. Контроль за работой технологического оборудования должен осуществляться по технологическому регламенту и производственной инструкции.

Требования к подготовительным работам на скважине

Передвижение агрегатов по ремонту скважин и транспортирование оборудования на скважину должно проводиться под руководством

ответственного лица, назначенного в установленном порядке. Запрещается передвижение оборудования при снегопадах, тумане, пылевых бурях при видимости менее 50 м и порывах ветра более 30 м/с.

Территория вокруг ремонтируемой скважины должна быть спланирована, освобождена от посторонних предметов. Подземные коммуникации должны быть четко обозначены, а газопроводы газлифтной скважины заключены в патрон. Расположение агрегатов, оборудования, вспомогательных объектов на территории ремонтируемой скважины и ее размеры должны соответствовать типовой схеме, утвержденной техническим руководителем организации. Бытовые помещения должны располагаться от устья скважины на расстоянии не менее высоты мачты (вышки) агрегата плюс 10 м.

Агрегаты для ремонта скважин, оборудования должны устанавливаться на передвижные или стационарные фундаменты, выполненные в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации или проектов обустройства кустов скважин. Работы на высоте при монтаже и ремонте вышек (мачт) запрещается проводить при скорости ветра более 15 м/с, во время грозы, ливня, снегопада и при гололедице, а также в темное время суток без искусственного освещения, обеспечивающего безопасное ведение работ. Нагнетательные линии должны быть собраны из труб с быстросъемными соединительными гайками и шарнирных колен (угольников) и спрессованы на полуторакратное давление от максимального рабочего давления, предусмотренного планом работ.

Промывочный шланг должен быть обмотан стальным мягким канатом диаметром не менее 8 мм с петлями через каждые 1-1,5 м по всей длине шланга. Концы каната следует крепить к ответным фланцам шланга. Во избежание порыва шланга при работе с ним следует устанавливать на насосном агрегате предохранительный клапан на давление ниже допустимого

на шланг на 25 %. Рабочая площадка для ремонта или освоения скважины должна быть размером не менее 3x4 м и иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения, или досок толщиной не менее 40 мм. В исключительных случаях, при невозможности размещения площадки данных размеров, по согласованию с органами Госгортехнадзора России допускается установка рабочей площадки размером 2x3 м. Если рабочая площадка расположена на высоте 60 см и более от уровня земли, необходимо устанавливать перильные ограждения высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 40 см друг от друга, и бортом высотой не менее 15 см. Рабочая площадка, расположенная на высоте до 75 см, оборудуется ступенями, на высоте более 75 см лестницами с перилами. Ширина лестницы должна быть не менее 65 см, расстояние между ступенями по высоте должно быть не более 25 см. Ступени должны иметь уклон вовнутрь 2-5°. Приемные мостки-стеллажи устанавливаются горизонтально или с уклоном не более 1:25. Длина мостков-стеллажей должна обеспечивать свободную укладку труб и штанг без свисания их концов. Стеллажи должны иметь концевые (откидные) стойки. Мостки имеют откидной козырек с трапом. Допускается выполнять настил приемных мостков из рифленого железа или досок толщиной не менее 40 мм. Ширина настила приемных мостков (беговой дорожки) должна быть не менее 1 м.

Во избежание скатывания труб на мостки под каждый ряд труб следует подкладывать деревянные подкладки в количестве не менее двух. Подкладки должны иметь со стороны беговой дорожки утолщения по высоте не менее 30 мм. Во избежание скатывания труб допускается установка металлических стоек, регулируемых по высоте.

Емкость для долива скважины должна быть обвязана с устьем скважины с таким расчетом, чтобы обеспечивался самодолив скважины или

принудительный долив с использованием насоса. Емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь соответствующую градуировку. Освещенность рабочих мест и территории ремонтируемой скважины должна соответствовать требованиям санитарных норм и правил. Открыто положенные кабели должны быть доступны для осмотра. В местах возможных перемещений спецтехники и прохода людей устанавливаются предупредительные знаки и аншлаги.

При ведении ремонтных работ заземлению подлежат: корпуса генераторов передвижных электростанций, ключей АПР-2ВБ, КМУ-32, КМУ-50 и др., светильников, электрических плат, раций и т.п.;

каркасы распределительных щитов станций управления, щитов и пультов управления, магнитных пускателей;

металлические основания культбудки, инструментальная тележка, электростанция, передвижные агрегаты для ремонта скважин, приемные мостки-стеллажи, приустьевая площадка, емкости под раствор для глушения или долива скважины, емкости горюче-смазочных материалов, желобная система.

Перед началом работ по ремонту скважины (до подъема мачты) необходимо провести испытание якорей для оттяжек мачты (вышки). Пуск в работу смонтированной установки и оборудования производится комиссией, состав и порядок работы которой устанавливается документом, утвержденным техническим руководителем организации.

На кустах скважин с любым основанием (лежневым, насыпным, намывным и др.) с расположенными на поверхности грунта нефтегазопроводами ремонт скважин производится при условии их отключения со стороны скважин и замерного устройства и разрядки избыточного давления. При работе на кустах скважин, оборудованных центробежными насосами, электрокабели, попадающие в зону перемещения и

монтажа оборудования ремонтных бригад и освоения, должны быть обесточены, сняты с эстакад (стоек) и закрыты кожухами (деревянными, металлическими), обеспечивающими сохранность изоляции и безопасность работающего персонала. До монтажа оборудования, если это предусмотрено планом, производится глушение скважины раствором и составляется акт.

План конкретных мероприятий по обеспечению требований промышленной безопасности при проведении проектируемых работ

Проведение работ по Гидровиброфрак осуществляют геофизические партии по планам, составляемым геологической службой предприятия. Данный вид ОПЗ относится к опасным работам, которые должны проводиться в соответствии с требованиями "Единых правил безопасности при взрывных работах". Непосредственную работу со взрывчатыми материалами (ВМ) могут выполнять только взрывники (каротажники, имеющие Единую книжку взрывника). Отдельные операции по работе с прострелочно-взрывной аппаратурой (ПВА), не связанные с обращением со средствами инициирования (СИ), монтажом и проверкой электровзрывной сети (ЭВС), обращением с отказавшими ПВА, могут выполнять проинструктированные в установленном порядке рабочие геофизических партий (отрядов) под непосредственным руководством взрывника или руководителя взрывных работ.

Обслуживающий не геофизическое оборудование персонал, привлекаемый для выполнения спуско-подъемных операций и задействования аппаратов, спускаемых на насосно-компрессорных или бурильных трубах, должен быть проинструктирован руководителем взрывных работ в части мер безопасности и работать под его наблюдением.

Геофизические организации должны иметь эксплуатационную документацию на все применяемые ими ПВА, изделия из взрывчатых веществ (ВВ), приборы взрывного дела и руководствоваться ими на всех стадиях обращения с ними.

Условия применения ПВА в скважинах (максимальные температура и гидростатическое давление, минимальный проходной диаметр и др.) должны строго соответствовать допускаемым эксплуатационной документацией на конкретный ПВА. В скважинах с температурой и давлением в интервале перфорации (интенсификации) на уровне предельно допустимых (+/- 10%) для применяемой аппаратуры обязательно проведение замеров этих параметров перед спуском ПВА.

Приступать к выполнению ПВР на скважине разрешается только после окончания работ по подготовке ее территории, ствола и оборудования к ПВР, подтвержденного "Актом готовности скважины для производства ПВР", подписанным представителями Заказчика и Подрядчика.

При выполнении ПВР устье скважины должно оборудоваться запорной арматурой и лубрикаторными устройствами, обеспечивающими герметизацию при спуске, срабатывании и подъеме ПВА. При выполнении ПВР в процессе ремонта скважин с пластовым давлением, превышающим гидростатическое, устье скважины должно оборудоваться противовыбросовым оборудованием. Монтаж и схема обвязки этого оборудования должны быть согласованы с территориальными органами Госгортехнадзора России и противofонтанной службой. Необходимость монтажа ПВО должна быть указана в плане работ на производство капитального ремонта скважины. Допускается проведение ПВР в ремонтируемых скважинах без установки противовыбросового оборудования на устье при: величине пластового давления вскрываемого (вскрытого) нефтеносного пласта, исключаяющей возможность самопроизвольного притока нефти из пласта в

скважину и отсутствию заколонных перетоков во всех вышележащих зонах; ведении взрывных работ (отсоединение от аварийного инструмента и т.п.) при наличии цементного моста в обсадной колонне, перекрывающего продуктивные.

Контрольное шаблонирование ствола скважины необходимо выполнять спуском на кабеле шаблона, диаметр, масса и длина которого должны соответствовать габаритно-массовым техническим характеристикам применяемых ПВА. При использовании ПВА нежесткой конструкции (бескорпусных перфораторов, пороховых генераторов давления, шнуровых торпед и др.) ограничения по длине шаблона не устанавливаются.

Независимо от наличия электроустановок все металлоконструкции скважины должны иметь надежную металлическую связь между собой и заземлены на единый заземлитель (контур заземления скважины).

На скважине должны быть подготовлены площадки для работ по снаряжению и заряданию ПВА. Эти площадки должны быть удалены от жилых и бытовых помещений не менее чем на 100м, от устья скважины - 50м. При зарядке ПВА в ЛПС - 20м от устья скважины.

В случаях невозможности обеспечения указанных расстояний размещение площадки должно быть выбрано с учетом минимального риска, согласовано с территориальным органом Госгортехнадзора и указано в проекте на производство ПВР.

Вокруг мест работы с ВМ и ПВА должны быть выставлены знаки обозначения границ опасных зон взрывных работ: мест снаряжения ПВА - радиусом не менее 20м; устья скважины - радиусом не менее 50м.

Для подсоединений отдельных заземляющих проводников геофизического оборудования на металлоконструкции скважины в легкодоступном, хорошо видимом месте знаком "Земля" должна быть обозначена точка подключения.

При выполнении ПВР в темное время суток на скважине должно быть освещение, выполненное с учетом требований "Единых правил безопасности при взрывных работах".

При использовании электрического метода взрывания должны выполняться меры по защите от блуждающих токов. В особых случаях, при невозможности их выполнения, работу с СИ и по монтажу ЭВС необходимо вести при соблюдении специальных мер, разрабатываемых геофизическими организациями и отражаемых в "Техническом проекте на производство ПВР". При этом в первую очередь должно предусматриваться применение допущенных Госгортехнадзором России технических средств защиты от блуждающих токов –защищенных систем электровзрывания, блокировок .

Проверка исправности полностью смонтированной ЭВС должна выполняться замером сопротивления при проводимости допущенным для этих целей Госгортехнадзором России прибором после спуска аппарата на глубину не менее 50м. После этого радиус опасной зоны вокруг устья скважины может быть уменьшен по указанию руководителя взрывных работ.

При подъеме задействованного ПВА в случае отсутствия аппаратурного контроля за фактом и полнотой взрывания, вплоть до осмотра ПВА взрывником, режим опасной зоны вокруг устья скважины должен сохраняться.

План работ, утвержденный руководителем предприятия передается мастеру бригады по подземному ремонту и начальнику геофизической партии. Геофизическая партия осуществляет сборку необходимого числа сгорающих и воспламенительных элементов и проверяет целостность спирали накаливания. Проверяет целостность изоляции всего кабеля и величину его электрического сопротивления, после чего приступает к шаблонированию труб, отбивке забоя, сборке и спуску АДС в скважину. После сжигания порохового заряда в интервале обработки и подъеме кабеля, ответственность за поведение скважины ложится на геологическую службу и бригаду КРС.

Указание мер безопасности при работах с пороховым генератором
давления (ПГДА) [13]

1. При выполнении операций по сборке генератора перед спуском в скважину и разборке отказавших генераторов у рабочего места могут находиться только лица, имеющие «Единую книжку взрывника», прошедшие обучение и инструктаж по данному виду работ непосредственно занятые на этих операциях.

2. Установку пиропатрона и присоединение кабеля разрешается только взрывнику

3. При сборке генератора следует соблюдать осторожность, не подвергать заряды ударам, трению, наколам острыми предметами.

4. Пусковые воспламенители следует вкладывать в опорную трубу а также извлекать из трубы в случае разборки генератора, без усилий, не пользуясь для этих целей какими-либо предметами.

5. Присоединение токоведущей жилы кабеля к электровводу следует производить только перед спуском генератора в скважину.

6. Сопротивление электроцепи пиропатрона перед его применением следует проверять прибором, допущенным Ростехнадзором. Сопротивление должно быть в пределах от 0,8 до 2,0 Ом.

7. В генераторе предусмотрена блокировка электрической цепи, которая обеспечивается устройством электроввода. На поверхности электрическая цепь разомкнута, замыкание осуществляется при наружном давлении около 0,5 МПа (5 ат). Проверять электрическую цепь окончательно собранного генератора следует только при спуске в скважину на глубину не менее 50 м прибором, допущенным Ростехнадзором.

8. Спуск генератора в скважину производят на каротажном кабеле с использованием стандартного геофизического оборудования со скоростью

не более 1 м/с. Кабель не должен иметь повреждений. Подвесной и оттяжной ролики должны иметь предохранительные обода.

9. При спуске и подъеме генератора запрещается подходить к устью скважины и кабелю. К устью скважины разрешается подходить не раньше чем через 5 мин после установки генератора на заданную глубину. После установки генератора кабель закрепляют на блок-балансе и на устье скважины для предохранения его от выброса из скважины и сброса с роликов.

10. После срабатывания генератора подходить к устью разрешается взрывнику не ранее чем через 10 мин.

11. В случае отказа генератор извлекают из скважины. Скорость подъема не должна быть более 1,5 км/ч. Отказавший генератор разбирают, и заряды, имеющие повреждения, сдают на уничтожение. При отсутствии повреждений заряды считаются пригодными к дальнейшему применению.

12. Уничтожение зарядов производят сжиганием в открытых ямах глубиной от 25 до 30 см, находящихся не ближе 50 м от ВМ, сооружений места укрытия. Для сжигания зарядов разводят костер, который должен содержать легковоспламеняющиеся материалы (бумагу, хворост, стружку и т.п.). Поджигание костра следует производить при помощи электровоспламенителя, которым поджигают подсыпку рассыпанного пороха или ветошь, смоченную бензином. Для поджигания костра допускается с подветренной стороны проложить дорожку длиной не менее 5 м из легковоспламеняющегося материала. В этом случае материал для костра должен полностью заполнять яму и быть на уровне проложенной дорожки. Поджигание можно производить только после окончания подготовительных работ и вывода людей за опасную зону. Количество одновременно сжигаемых зарядов должно быть не более 2 шт. В случае невоспламенения зарядов при уничтожении их подходить к месту уничтожения разрешается взрывнику не

ранее чем через 15 минут после окончания горения костра. Контроль сгорания осуществляется визуально.

5.2. Экологическая безопасность

Источники воздействия на атмосферу

Согласно СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов», предприятия по добыче нефти с малым содержанием летучих углеводородов и выбросом сероводорода до 0,5 т/сут относятся к III классу с размером санитарно-защитной зоны (СЗЗ) - 300 м. Населенных пунктов в санитарно-защитной зоне (СЗЗ) нефтепромысловых объектов нет. На месторождении предусмотрена герметизированная схема сбора и транспорта нефти. Продукция нефтяных скважин, состоящая из трех основных фаз (нефти, газа и воды), поступает по трубопроводам на ГЗУ и на три дожимные насосные станции (ДНС). При этом давление в системе сбора падает с 1,0-1,5 МПа до 0,1-0,2 МПа, что вызывает интенсивное выделение растворимых газов из транспортируемой жидкости. Три дожимных насосных станции ДНС-15, ДНС-27, ДНС-36 месторождения, оборудованы стандартным однотипным оборудованием, состоящим из сепаратора НГС-6, отстойника ОГ-200, четырех насосов марки 9МГР и факела. Отделившийся попутный нефтяной газ в НГС-6 и ОГ-200 сбрасывается на факел, который оснащен специальной конструкцией, позволяющей снизить выбросы загрязняющих веществ за счет более полного сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ). Далее, частично дегазированная нефть, насосами подается на установку подготовки нефти УПН «Южная», где проходит вторую степень сепарации. Обессоливание нефти осуществляется в двух параллельно работающих электродегидраторов ЭД-160. Обезвоженная и обессоленная нефть поступает в товарный резервуар РВС-5000, откуда насосами марки НПС-200 направляется на узел учета УПН

«Южный канал». Нефть «Х» месторождения обладает высокой вязкостью, поэтому в качестве теплоносителей для нагнетания в пласт с целью повышения нефтеотдачи пласта применяются насыщенный водяной пар или перегретая вода. Для выработки пара используются парогенераторные установки УПГ-60/160, Дэниел, Проджектор, установленные на промплощадках ППГ-2, ППГ-3, ППГ-4. Основным источником загрязнения атмосферы на месторождении являются нефтепромысловые объекты, расположенные на площадке УПГ, ДНС и УПН: парогенераторные установки, сепараторы, насосы, факел сжигания газа, нагревательные печи, резервуарный парк и др. В атмосферный воздух попадают продукты сгорания (оксиды азота, оксид углерода, сажа, несгоревшие углеводороды, серы диоксид, а также сероводород, спирт метиловый и смеси углеводородов. Данные по мониторингу основных загрязняющих веществ выбрасываемых в атмосферу за 2010 – 2015 гг. приведены в таблице 23.

Таблица 23 - Изменение среднего уровня загрязнения атмосферного воздуха и максимальные разовые концентрации загрязняющих веществ в атмосфере

Месторождение	год	NO		NO ₂		SO ₂		H ₂ S		CO		C ₁ - C ₁₀	
		сред	max	сред	max	сред	max	сред	max	сред	max	ред	ax
Южное	2010	0,003	0,010	0,013	0,015	0	0	0	0				
	2011	0	0,001	0,016	0,044	0,015	0,034	0,005	0,064	0	0	,89	,90
	2012	0	0	0,040	0,052	0,003	0,004	0	0,001	2,7	3,0	,84	,28
	2013	По данным веществам контроль проводила СЭС										,08	,58
	2014	0	0,001	0,004	0,010	0,018	0,055	0	0,002	2,1	3,0	,60	,94
	2015	0	0,011	0,014	0,029	0,008	0,016	0	0,001	2,4	3,0		

Месторождение	год	NO		NO ₂		SO ₂		H ₂ S		CO		C ₁ -C ₁₀	
		сред	max	сред	max	сред	max	сред	max	сред	max	ред	ax
ПДК _{м.р.} , (ОБУВ)		0,4		0,2		0,5		0,008		5,0		50-60	

Максимально разовая концентрация диоксида азота за 6 лет наблюдения (по данным мониторинга) достигла уровня 0,145 ПДК, а средняя концентрация находилась на уровне 0,07 ПДК. Среднее содержание сероводорода и оксида азота близко к нулю. Максимально разовая концентрация диоксида серы достигала 0,032 ПДК, а средняя 0,016 ПДК. Максимальное содержание оксида углерода 0,6 ПДК. В соответствии с программой мониторинга замеры основных загрязняющих веществ (оксид и диоксид азота, диоксид серы, сероводород, оксид углерода, предельные углеводороды) проводятся в пунктах наблюдения минимум 50 раз в год. Приведенные выше результаты загрязнения атмосферного воздуха, начиная с 2010 года по 2015 год включительно, позволяют считать уровень загрязнения воздушного бассейна на Южно-Ягунском месторождении низким.

Источники воздействия на гидросферу

По химическому составу речные воды относятся к типу гидрокарбонатных вод, в период межени минерализация увеличивается за счет увеличения доли грунтового питания. Химический состав воды обусловлен качеством воды ее притоков: рек Чистая, Северная, ручей (правый приток р. Чистая). На территории месторождения постоянные точки отбора проб воды существуют на реке Чистая, Северная и правый приток р. Чистая. Воздействие на поверхностные воды может иметь место только в случае порывов водо- и нефтенесущих коммуникаций, выраженное в загрязнении нефтепродуктами и минерализованных вод.

Несмотря на то, что нефтепроводы запроектированы с усиленной гидроизоляцией, вероятность их порыва не исключается. Воды ручьев и рек в основном пресные, с величиной сухого остатка, изменяющийся по году от 0,42 до 6,2 г/дм³. В ручьях – левых притоках р. Чистая (район УПГ-2, УПГ-3, УПН) воды минерализованные: 4,4 – 6,2 г/дм³ или 4,4-6,2 ПДК. Воды рек Северная, Чистая имеют стабильный гидрокарбонатно-хлоридный кальциевый состав. Воды всех ручьев и рек имеют повышенную общую жесткость - 7,1-29,7 ммоль/дм³ (1,1-4,3 ПДК). Содержание хлоридов в воде ручьев составляет 171,2-3300 мг/дм³ (0,57-11 ПДК), эпизодически с превышением ПДК. Загрязненность поверхностных вод нефтепродуктами остается по-прежнему на низком уровне, концентрация их, в основном, не превышает 0,05 мг/дм³, в единичных случаях с превышением ПДК. Исходя из результатов производственного контроля по качеству гидросферы, можно констатировать, что техногенные объекты «Х» месторождения оказывают значительное воздействие на поверхностные воды и первые от поверхности водоносные горизонты (грунтовые воды), проявляющееся в загрязнении их высокоминерализованными водами.

Источники воздействия на литосферу

Почвообразующие породы определяют минералогический и механический состав формирующихся на них почв, оказывают существенное влияние на их химические и физические свойства. В данном районе преобладают дерново-среднеподзолистые - и сильноподзолистые почвы с пятнами дерново-карбонатных разновидностей средне и легкосуглинистого механического состава. Почвенный покров довольно однороден. Преобладающими почвами являются дерново-подзолистые, в пойменных участках представлены пойменные дерновые и болотные, в естественных понижениях – овражно-балочные.

В результате деятельности нефтепромыслового производства происходит химическое загрязнение природной среды, в том числе и почвенного покрова. Непосредственно нефтяное загрязнение на месторождении происходит в результате аварийных разливов, утечек из-за не герметичности фланцевых соединений и сальников, вторичного загрязнения почв в результате миграции подвижных углеводородов с загрязненных участков, выпадения атмосферных осадков, содержащих углеводороды в результате испарения с нефтезагрязнённой поверхности и из резервуаров через дыхательные клапаны.

Кроме этого, в процессе обслуживания месторождения происходит загрязнение окружающей среды и другими химическими веществами: продуктами сгорания попутного нефтяного газа, выбросами автотранспорта, выбросами котельной. Наибольшую опасность из перечисленных источников представляют порывы нефтепроводов и трубопроводов подтоварных вод. Приоритетными компонентами при исследовании загрязнения почв являлись хлориды и нефтепродукты.

Пробы почв отбирались в районах потенциальных источников загрязнения природной среды: установок подготовки нефти, действующих факелов, УПГ, шламовых амбаров, дренажных труб с территории кустовых площадок. Главной причиной загрязнения нефтепродуктами можно назвать не герметичность сальников штанговых глубинных насосов (качалок) и складирование загрязненного нефтью грунта на территории кустовых и подфакельных площадок. Засоленность почв также изменчива. Основной причиной засоленности почв является не герметичность фланцевых соединений на поглощающих, нагнетательных скважинах и порывы водоводов. Степень засоления почвы на Южно-Ягунском месторождении средне и слабозасоленная.

Источники воздействия на биоту

Фауна – это полная территориальная совокупность видов (видовых популяций) живых организмов, относящихся к царству животных. Орнитофауна. В районе исследований обнаружено 71 вид птиц, относящихся к 11 отрядам и 27 семейств. Более всего представлен отряд воробьинообразных - 66,2 от всего видового состава. Фауна млекопитающих представлена животными 25 видов и составляет около 42 % от выявленного разнообразия териофауны республики. Из акклиматизированных видов в районе отмечены ондатра, американская норка и енотовидная собака, речной бобр. Фауна наземных беспозвоночных представлена видами, типичными для данной местности. В ходе наблюдений выявлены следующие виды редких и исчезающих видов животных внесенных в красную книгу СССР и России: махаон, переливница большая, голубая орденская лента, малый ночной павлиний глаз, шмель шренка, жук-носорог, жужелица степная, перламутровка зеленоватая, шмель суббайкальский. Из пресмыкающихся встречены живородящая и прыткая ящерицы, гадюка и уж. Ихтиофауна представлена 11 видами рыб: щука обыкновенная, верховка, карась серебрянный, карась золотой, карп, линь, пескарь обыкновенный, плотва, уклейка обыкновенная, голец усатый, окунь речной.

На территории месторождения обнаружено 39 видов лекарственных и плодово-ягодных растений. Большинство из них - зверобой продырявленный, крапива двудомная, валериана лекарственная, смородина черная и др. При исследовании были выявлены следующие виды внесенные в Красную книгу СССР и России: дремлик широколистный, колокольчик широколистный, валериана лекарственная, волчник обыкновенный, купена многоцветковая, синюха голубая. Проведенные комплексные исследования позволяют сделать вывод, что уникальных представителей флоры и фауны, а также растительных сообществ на Южно-Ягунском месторождении нет. При соблюдении

технологии добычи нефти и ее транспортировки кардинальных изменений в биоте не прогнозируется.

5.3. Оценка уровня воздействия на окружающую среду

Основным источником загрязнения атмосферы на месторождении являются нефтепромысловые объекты, расположенные на площадке УПГ, ДНС и УПН: парогенераторные установки, сепараторы, насосы, факел сжигания газа, нагревательные печи, резервуарный парк и др. В атмосферный воздух попадают продукты сгорания (оксиды азота, оксид углерода, сажа, несгоревшие углеводороды, серы диоксид, бенз(а)пирен), а также сероводород, спирт метиловый и смеси углеводородов. Воздействие на поверхностные воды может иметь место, в основном, при попадании в них загрязняющих веществ в случае аварийной ситуации. После приема загрязненных стоков происходит ухудшение физических свойств воды (замутнение, изменение цвета, вкуса, запаха). Осаждение нефтепродуктов и солей на дно водоемов вызывает загрязнение донных отложений. При аварийных ситуациях миграция загрязненных стоков в поверхностные водотоки возможна по поверхности земли только при разрушении обваловок площадок, а также аварий на трубопроводах. При возникновении аварийной ситуации, учитывая расчетное время продвижения загрязняющих веществ, необходимо принять меры по сокращению распространения фронта сточных потоков. По проекту нефтесборные коллектора, водоводы и трассы дорог расположены с учетом того, что полотно дороги будет служить преградой поверхностному стоку в водотоки. В пониженных местах в водопропускных трубах предусматриваются шиберы. Прямых сбросов сточных вод при эксплуатации скважин в поверхностные водотоки не предусмотрено. В условиях нормальной эксплуатации, при соблюдении запроектированных природоохранных мероприятий опасность загрязнения поверхностных вод

сводится к минимуму. Загрязнение почв напрямую связано с возможными аварийными ситуациями. При аварийных ситуациях на площадке скважин загрязнения участков почвенно-растительного покрова нефтью имеет достаточно локальный и временный характер. Прогнозировать масштаб загрязнения практически невозможно, так как оно носит эпизодический характер и связано, в основном, с аварийными ситуациями, предотвращение или минимизация которых гарантируется проектными решениями.

Воздействие на почвенный покров при штатном режиме функционирования в значительной мере связано с загрязнением выхлопами автотранспорта и выбросами загрязняющих веществ, возможными эрозионными процессами, связанными как с природными, так и с антропогенными факторами. Наиболее значительное воздействие на почву оказывают:

- уплотнение;
- эрозия в результате изменения наклона поверхности и запруживания воды;
- изменение условий стекания воды;
- загрязнение в результате сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промышленных объектов. Потенциально-опасными объектами с точки зрения воздействия на почвенный покров, как при нормальном функционировании, так и в случае аварийных ситуаций, являются все кусты скважин, подъездные пути, трассы коммуникаций, а/д. При изъятии земель воздействие будет связано с уничтожением растительного покрова и части животного мира. При штатном режиме функционирования на растительный покров могут повлиять выбросы загрязняющих веществ от факельной установки, нефтепромыслового оборудования, нарушение почвенного покрова, тепловое излучение от факелов и т.д. Обустройство месторождения приводит к нарушению привычного местообитания, путей

миграции животных и др. Аварийные ситуации с разливами нефти и минерализованных вод оказывают на биоту гораздо более сильное влияние. Нефть ухудшает состав корневого питания. На загрязненных почвах резко снижается урожайность культур. Усыхание древостоя начинается уже в первый год после разлива нефти. Страдают и подрост деревьев. Из древесных пород наиболее устойчивым является тополь, из растений - злаки, осоки, ситниковые. Разливы загрязняющих веществ оказывают воздействие и на животный мир. Комплексы лесных животных деградируют, изменяется динамика популяций. Наиболее чувствительными являются насекомоядные млекопитающие. Возможны морфофизиологические изменения. У млекопитающих увеличивается индекс печени, сердца, наблюдается нарушение функций надпочечников. Растворимые фракции нефти, эмульгированная нефть, а также ионы пластовых вод в водной среде оказывают влияние и на гидробионтов. Сильное загрязнение нефтью (до 20 ПДК) приводит к практически полной их гибели.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Рекомендации по составлению планов ликвидации аварий на взрывопожароопасных объектах

1. План ликвидации аварий (ПЛА) должен быть составлен на каждый взрывопожароопасный объект или его взрывопожароопасный участок, цех и т.п.

2. В ПЛА должны предусматриваться:

2.1. Возможные аварии, места их возникновения и условия, опасные для жизни людей.

2.2. Мероприятия по спасению людей, застигнутых аварией.

2.3. Мероприятия по ликвидации аварий в начальной стадии их возникновения, а также первоочередные действия производственного персонала при возникновении аварий.

2.4. Места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий.

2.5. Порядок взаимодействия с газоспасательными, пожарными и противопожарными отрядами.

3. ПЛА разрабатываются комиссией, состоящей из специалистов, назначенных приказом по предприятию. ПЛА пересматриваются 1 раз в три года. При изменении технологии, условий работы, правил безопасности в ПЛА должны быть внесены соответствующие изменения и дополнения в установленном порядке.

4. ПЛА в количестве пяти экземпляров утверждается техническим руководителем предприятия при наличии актов проверки: состояния систем контроля технологического процесса; состояния вентиляционных устройств; наличия и исправности средств для спасения людей, противопожарного оборудования и технических средств для ликвидации аварий в их начальной стадии; исправности аварийной сигнализации, связи, аварийного освещения.

5. ПЛА должен содержать:

5.1. Оперативную часть, в которой должны быть предусмотрены все виды возможных аварий на данном объекте, определены мероприятия по спасению людей и ликвидации аварии, а также лица, ответственные за выполнение мероприятий, и исполнители, места нахождения средств для спасения людей и ликвидации аварий, действия газоспасателей, пожарных и других подразделений.

5.2. Распределение обязанностей между отдельными лицами, участвующими в ликвидации аварии.

5.3. Список должностных лиц и учреждений, которые должны быть немедленно извещены об аварии.

5.4. Схемы расположения основных коммуникаций (технологическая схема).

5.5. Списки инструментов, средств индивидуальной защиты, материалов, находящихся в аварийных шкафах (помещениях), с указанием их количества и основной характеристики.

6. В оперативной части ПЛА должны быть предусмотрены:

6.1. Способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии.

6.2. Действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий.

6.3. Режим работы вентиляции при возникновении аварии, в том числе включение аварийной вентиляции (при наличии).

6.4. Необходимость и последовательность выключения электроэнергии, остановки оборудования, аппаратов, перекрытия источников поступления вредных и опасных веществ.

6.5. Выставление на путях подхода (подъезда) к опасным местам постов для контроля за пропуском в загазованную и опасную зоны.

6.6. Способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (пожара), предупреждению увеличения их размеров и осложнений. Осуществление мероприятий по предупреждению тяжелых последствий аварий. Порядок взаимодействия с газоспасательными и другими специализированными службами.

7. Ознакомление с ПЛА производственно-технического персонала должно быть оформлено документально в личных картах инструктажа под расписку.

8. ПЛА (или его оперативная часть) должен быть вывешен на видном месте, определенном руководителем объекта (участка). Полные экземпляры ПЛА должны находиться у технического руководителя предприятия, в диспетчерской, у газоспасателей, в отделе техники безопасности и на рабочем месте.

9. Ответственность за своевременное и правильное составление ПЛА и его соответствие действительному положению на производстве несут руководитель объекта и технический руководитель предприятия.

10. Периодичность проведения учебно-тренировочных занятий по выработке навыков выполнения мероприятий ПЛА, кроме случаев, оговоренных настоящими Правилами, устанавливается организацией с учетом конкретных условий, но не реже одного раза в год.

Затраты на охрану труда и промышленную безопасность учтены в стоимости бригадо-часа КРС, и составляют 58,6 руб. В эту стоимость входят затраты на: спецодежду, средства индивидуальной защиты, обучение рабочих и ИТР. По проекту планируется провести 7 комплексных обработок динамическим нефтекислотным разрывом пласта. Средняя продолжительность одного ремонта скважины составляет 150 бригадо-часов. В целом затраты на охрану труда и промышленную безопасность по проекту на 10 скважин составят 87 900 руб. В год на разработку «Х» месторождения тепловыми методами затрачивается 2091 рублей.(см .таблицу 24).

Таблица 24 - Затраты на мероприятия по охране труда и промышленной безопасности

№/№	Мероприятия	год (руб.)
-----	-------------	------------

1	Соблюдение законодательных и иных государственных требований	408
1.1.	Обязательное страхование опасных производственных объектов	324
1.2.	Обучение и аттестация в соответствии с гос. требованиями (кол-во сотрудников)	60
1.3.	Лабораторный контроль вредных производственных факторов (в.т.ч. дозиметрия). Содержание собственных лабораторий.	24
2	СИЗ	889
2.1.	Закупка СИЗ (кол-во комплектов)	846
2.2.	Химчистка и стирка СИЗ	28
2.3.	Лабораторные испытания СИЗ, продление сроков эксплуатации	15
3	Медицинские расходы	576
3.1.	Содержание и услуги медицинских кабинетов	82
3.2.	Договоры на услуги мед. кабинетов медицинских учреждений	144
3.3.	Дополнительная вакцинация	22
3.4.	Приобретение мед .оборудования и мебели (кол-во)	35
3.5.	Страхование от несчастных случаев и профзаболеваний	60
3.6.	Дополнительное питание за вредные производственные факторы	138
3.7..	Дезинсекция и Дератизация	18
3.8.	Оснащение аптечками (производственных .объектов, офисов, транспорта) (кол-во)	36
3.9.	Медосмотр по Российскому законодательству	41
4.	Другие расходы	98
4.1.	Закупка информационных материалов и литературы	58
4.2.	Прочее оборудование	35
4.3.	Отлов бродячих животных	5
6.	Чрезвычайные ситуации и пожарная безопасность	1009
6.1.	Пожарная безопасность	120
6.1.1.	Закупка оборудования (кол-во ед.)	100
6.1.1.1.	противопожарного оборудования	100
6.1.2.	Обслуживание, проверка (тестирование) противопожарных систем и оборудования	8
6.1.3.	Огнезащитная обработка	12
Итог по всем мероприятиям		2091

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Охрана труда как система знаний обеспечивает безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Промышленная безопасность и безопасность жизнедеятельности обеспечивается соблюдением техники безопасности и техники пожарной 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 закон «Об основах охраны труда в Российской Федерации (РФ), № 181 – ФЗ, 17.07.1999 г (в редакции Федеральных законов от 09.05.2005 N 45-ФЗ)

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи, сбора, транспорта и подготовки добытой продукции допускаются только при условии обеспечения безопасности жизни и здоровья работников этих предприятий и населения в зоне деяния проводимых работ. Пользователи недр обязаны обеспечить выполнение требований законов стандартов, норм, правил и других нормативно-правовых актов по безопасному ведению работ.

Основными требованиями по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с использованием недр, являются:

- допуск к работе лиц не моложе 18 лет, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами — лиц, имеющих соответствующее специальное образование;
- обеспечение лиц, занятых на горных и буровых работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям правил безопасности и санитарным нормам;
- проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ;

- систематический контроль за состоянием атмосферы в районах ведения работ;

- запрещение ведения работ, если содержание вредных и опасных для здоровья людей веществ не соответствует требованиям норм и правил безопасности, санитарных норм;

- осуществление специальных мероприятий по прогнозированию и предупреждению аварийных ситуаций, охрану работников предприятий и населения в зоне ведения работ от их вредного воздействия.

Вопросы охраны труда и безопасности жизнедеятельности в нефтяной и газовой промышленности регламентированы следующими основными документами:

2. 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);

3. 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);

4. Трудовой кодекс РФ №197-ФЗ от 30.12.2001 (в редакции Федеральных законов от 30.06.06г. № 90-ФЗ с изменениями, внесенными Постановлением Конституционного Суда РФ от 15.03.2005 N 3-П);

5. 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);

6. 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);

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

Регламентирующие документы ОАО НК «Роснефть»;

1. Политика компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-05 (Утверждена Приказом от « 28 » марта 2016г. № 55. Введена в действие с «28» марта 2016г);

2. Стандарты компании (Утверждены Приказом от «28» марта 2016 г. №55. Введены в действие с «28» марта 2016г):

а) Корректирующие и предупреждающие действия при выявлении несоответствий в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-01 С-004;

б) Подготовка и проведение анализа Интегрированной Системы Управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-03 С-004;

в) Интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009;

г) Порядок формирования целей и программ в интегрированной системе управления промышленной безопасностью охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009.02;

д) Управление промышленными рисками № П4-05 С-009.03;

е) Порядок проведения мониторинга и измерений в Интегрированной Системе Управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009.04;

Ж) Порядок проведения производственного контроля за состоянием промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-05 С-009.06;

З) Система управления безопасностью дорожного движения № П4-05 С-008.

Выбор проектных решений и дальнейшая эксплуатация объектов должны проводиться с учетом российских нормативно-правовых актов и региональных инструктивно-методических указаний в области охраны окружающей природной среды, безопасных и комфортных условий проживания населения, в том числе:

- Закон РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ;
- Закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1991 г № 2395-1, в ред. ФЗ от 03.03.1995 № 27-ФЗ, от 10.02.1999 № 32-ФЗ, от 02.01.2000 № 20-ФЗ, от 14.05.2001 № 52-ФЗ, от 08.08.2001 № 126-ФЗ, от 29.05.2002 № 57-ФЗ;
- Водный кодекс РФ, № 167 -ФЗ, 18.10.1995;
- Закон РФ «Об экологической экспертизе», 1995;
- Закон РФ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 № 33-ФЗ;
- Закон РФ «О животном мире» от 24.04.1995 г., № 52-ФЗ;
- Лесной кодекс РФ, № 22-ФЗ, 29.01.1997;
- Земельный Кодекс РФ, № 136-ФЗ от 25.10.2001 г.
- Закон РФ «Об отходах производства и потребления», от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ, в ред. ФЗ от 29.12.2000 № 169-ФЗ г.;
- Закон РФ «Об охране атмосферного воздуха», от 4 мая 1999 № 96-ФЗ;
- Закон о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения от 30 марта 1999 г. (с изменениями на 31 декабря 2005 г.);

- Кодекс РФ «Об административных правонарушениях, № 195-ФЗ от 30.12.2001 г.

- Руководство по экологической экспертизе предпроектной и проектной документации;

- Инструкция по экологическому обоснованию хозяйственной деятельности, утв. Приказом Минприроды РФ № 539 от 29.12.1995;

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Исходя из проведенного в работе анализа причин снижения продуктивности скважин, нами предложено несколько способов повышения продуктивности скважин:

- Внедрение в технологию подготовки нефти и подтоварной воды гидрофобные фильтры.
- Дополнительно внедрить на КНС-10 (кустовая насосная станция) установку гидроциклонной очистки воды для систем ППД.
- Провести метод динамического нефтекислотного разрыва карбонатных пород (Гидровиброфрак).
- Для борьбы с АСПО предлагается внедрить метод импульсно – дозированного теплового воздействия с паузой (ИДТВ (П)).

При реализации метода ИДТВ (П) мы достигнем увеличение нагрева объекта до $80,5^{\circ}\text{C}$, что создаст благоприятные условия для снижения вязкости нефти и как следствие образование АСПО в призабойной зоне скважин «Х» месторождения. Дополнительная добыча от внедрения метода импульсно-дозированного воздействия на пласт с паузой составит 5,178 млн.т, дополнительная добыча жидкости 74,070 млн.м³

Предложенные к реализации мероприятия показали свою эффективность и могут быть рекомендованы к реализации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (ПБ 08-624-03). Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 20.04.06 №384;

2. 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);

3. 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);

4. Трудовой кодекс РФ №197-ФЗ от 30.12.2001 (в редакции Федеральных законов от 30.06.06г. № 90-ФЗ с изменениями, внесенными Постановлением Конституционного Суда РФ от 15.03.2005 N 3-П);

5. 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);

6. 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);

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

Регламентирующие документы ОАО НК «Роснефть»;

1. Политика компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-05 (Утверждена Приказом от « 28 » марта 2016г. № 55. Введена в действие с «28» марта 2016г);

2. Стандарты компании (Утверждены Приказом от «28» марта 2016 г. №55. Введены в действие с «28» марта 2016г):

а) Корректирующие и предупреждающие действия при выявлении несоответствий в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-01 С-004;

б) Подготовка и проведение анализа Интегрированной Системы Управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-03 С-004;

в) Интегрированная система управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009;

г) Порядок формирования целей и программ в интегрированной системе управления промышленной безопасностью охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009.02;

д) Управление промышленными рисками № П4-05 С-009.03;

е) Порядок проведения мониторинга и измерений в Интегрированной Системе Управления промышленной безопасностью, охраной труда и окружающей среды № П4-05 С-009.04;

ж) Порядок проведения производственного контроля за состоянием промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды № П4-05 С-009.06;

з) Система управления безопасностью дорожного движения № П4-05 С-008.

Выбор проектных решений и дальнейшая эксплуатация объектов должны проводиться с учетом российских нормативно-правовых актов и региональных инструктивно-методических указаний в области охраны

окружающей природной среды, безопасных и комфортных условий проживания населения, в том числе:

- Закон РФ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 г. № 7-ФЗ;
- Закон РФ «О недрах» от 21 февраля 1991 г № 2395-1, в ред ФЗ от 03.03.1995 № 27-ФЗ, от 10.02.1999 № 32-ФЗ, от 02.01.2000 № 20-ФЗ, от 14.05.2001 № 52-ФЗ, от 08.08.2001 № 126-ФЗ, от 29.05.2002 № 57-ФЗ;
- Водный кодекс РФ, № 167 -ФЗ, 18.10.1995;
- Закон РФ «Об экологической экспертизе», 1995;
- Закон РФ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 № 33-ФЗ;
- Закон РФ «О животном мире» от 24.04.1995 г., № 52-ФЗ;
- Лесной кодекс РФ, № 22-ФЗ, 29.01.1997;
- Земельный Кодекс РФ, № 136-ФЗ от 25.10.2001 г.
- Закон РФ «Об отходах производства и потребления», от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ, в ред. ФЗ от 29.12.2000 № 169-ФЗ г.;
- Закон РФ «Об охране атмосферного воздуха», от 4 мая 1999 № 96-ФЗ;
- Закон о санитарно-эпидемиологическом благополучии населения от 30 марта 1999 г. (с изменениями на 31 декабря 2005 г.);
- Кодекс РФ «Об административных правонарушениях, № 195-ФЗ от 30.12.2001 г.
- Руководство по экологической экспертизе предпроектной и проектной документации;
- Инструкция по экологическому обоснованию хозяйственной деятельности, утв. Приказом Минприроды РФ № 539 от 29.12.1995;
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ПБ 08-624-03, Утв. 05 июня 2003 г. № 56, Госгортехнадзор РФ;

Учебники и монографии

1. Кудинов В.И. Основы нефтепромыслового дела/Москва-Ижевск, 2004г.-728с.
2. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Р.Г. Строительство горизонтальных скважин. – М.: .Нефтяное хозяйство, 2007г.
3. Технологическая схема разработки «Х» месторождения. 2010 – 339с.
4. Дополнение к технологической схеме разработки «Х» месторождения. 2012 – 415с.
5. Савельев В.А., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. Научное обоснование и сопровождение разработки трудноизвлекаемых запасов нефти горизонтальными стволами. Сборник докладов VIII Международной конференции по горизонтальному бурению (г.Ижевск, 21-22 октября)/М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004г. – 232с.
6. Строительство горизонтальных скважин. Сборник докладов V Международной научно-практической конференции по горизонтальному бурению, г. Ижевск , 23-25 октября, 2000г. – ГУП издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, 2001г.
7. Бурачок А.В. Исследование взаимодействия горизонтальных боковых стволов в кусте скважин. Нефтепромысловое дело – 2005 №9, с.8-11.
8. Подготовка методик расчета и апробация показателей разработки с применением горизонтальных скважин. Отчет о НИР, ЗАО «НИПИнефть». Ижевск, 1998г. – 73с.

9. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ08-624-03. СПб, Деан, 2003г. – 321с.
10. Богомольный Е.И., Сучков Б.М., Савельев В.А., Зубов Н.В., Головина Т.И. Технологическая и экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов. Нефтяное хозяйство – 1998г. № 3, с. 19-21.
11. Анализ горно-геологических условий, техники, технологии и эффективности строительства ГС и ГС, критерии применения ГС и ГС. Отчет ООО «Геотех». Тюмень, 2001г.
12. Справочник по нефтепромысловой геологии. М., Недра, 1983г.
13. Методическое руководство по расчету коэффициента извлечения нефти из недр. РД 39-0147035-214-86, М., 1986г.
14. Гилязов Р.М. «Бурение нефтяных скважин с боковыми стволами», 2002г.
15. Методическое руководство по проектированию, строительству и эксплуатации дополнительных (боковых) стволов скважин. РД39-0147275-057-2000, Уфа, 2000
16. Горизонтальные скважины. Бурение, исследование, эксплуатация. Материалы семинара, дискуссии 2-3 декабря 1999г., Казань «Мастерлайн», 2000
17. Савельев В.А., Струкова Н.А., Берлин А.Р. Отчет «Эффективность горизонтального бурения на месторождениях УР», 2003г.
18. Патент РФ №2097536 от 27.11.1997, авторы Кудинов В.И., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Дацик М.И.

19. Никитин А.Н. «Анализ эффективности применения технологии БСКО с ограничением водопритока», технический совет по СНТ. – Москва, 2006г
20. Гапонова Л.М., Казанцев П.Ю., Шилов А.В. «Факторы, определяющие целесообразность проведения кислотного ГРП», Тюмень, 2003г
21. Постановление Госгортехнадзора РФ от 5 июня 2003г №56 «Об утверждении Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Москва, 2003г
22. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации, ППБ-01-93.-198с.
23. Важинский Ф.И. «Вероятностный подход к вопросам образования и развития трещин при кислотном гидроразрыве пласта и БСКО», - тезисы докладов XXXVI научной конференции студентов и молодых ученых вузов южного федерального округа, Краснодар, 2008
24. Дунаев В.Ф. Экономика предприятий нефтяной и газовой промышленности. Москва, 2004г.
25. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. – 638 с.
26. Желтов Ю.П. «Разработка нефтяных месторождений» ОАО «Издательства недр», 1998