

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений
Профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Комплексные методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на «А» нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Абулов Айас Сергеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая Ольга Вячеславовна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова Оксана Сергеевна	К.Г.-М.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождения
Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ГРНМ
_____ Чернова О.С.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Абулову Айасу Сергеевичу

Тема работы:

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2189/с от 31.03.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Пакет геологической и геофизической информации по Арчинскому нефтегазо-конденсатному месторождению.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>1. Характеристика Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения 2. Свойства, механизм образования, методы предотвращения и удаления асфальтосмолопарафинов. 3. Расчетно-технологическая часть 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность</i>

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	08.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			08.02.2017 г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Абулов Айас Сергеевич		08.02.2017 г.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Абулову Айасу Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, на использование греющего кабеля при борьбе с выпадениями АСПО
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе бурения скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Сравнительный анализ фактических затрат с проектными. При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	При выявлении существенных различий в уровнях проектных и фактических затрат устанавливаются обуславливающие их причины и предлагаются методы их корректировки
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Оценка эффективности применения технологии греющего кабеля от выпадения АСПО

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Доцент	Пожарницкая О.В.	к.э.н.		
--------	------------------	--------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Абулов Айас Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Абулову Айасу Сергеевичу

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования ВКР является методы борьбы с АСПО. Все операции по его предотвращению и удалению проводятся на кустовой площадке Арчинского месторождения.
---	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).	Вредные факторы: - высокий уровень шума; - высокий уровень вибрации. - сложные климатические условия - химическое воздействие Опасные факторы: - электрический ток - пожаровзрывопасность - механические травмы Средства защиты
2. Экологическая безопасность: – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу	2. Экологическая безопасность: Охрана атмосферы Охрана гидросферы Охрана литосферы и животных

(сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.	
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	3.Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные, природные, экологические, биологические, социальные. Пожар, фонтанирование, нападение диких животных.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	4. Рассмотрены специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории, организация работ рабочей зоны. Нормативно-правовые документы.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Абулов Айас Сергеевич		

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

Институт природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования: бакалавриат
Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений
Период выполнения: весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2017
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
18.03.2016	Введение	5
26.03.2016	Литературный анализ сведений об образовании, свойствах и методах разрушения эмульсий.	10
28.03.2016	Постановка цели и определение задач исследования	5
3.04.2016	Геологическая часть: характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства	10
14.04.2016	Характеристика метода и объекта исследования	5
16.04.2016	Исследование влияния деэмульгатора на устойчивость эмульсий	30
	Анализ и обсуждение результатов	10
11.05.2016	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
17.05.2016	Заключение	5
1.06.2016	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	–
12.06.2016	Написание пояснительной записки	2
13.06.2016	Подготовка доклада	3
14.06.2016	Оформление презентации	3
	Итого	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Л.В.			

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРHM	Чернова О.С.	К.Г.-М.Н., доцент		

РЕФЕРАТ

Данная выпускная квалификационная работа состоит из 104 страниц, 22 рисунков и 18 таблиц.

Ключевые слова: скважина, осложнения, перспективные методы борьбы, условия образования, асфальтосмолопарафиновые отложения.

Объектом исследования являются осложнения, вызванные АСПО в скважине №44 на «А» месторождении.

Цель работы: выбрать наиболее эффективные и экономически целесообразные методы.

Процессе исследования проводились анализы методов предотвращения и удаления АСПО. Произвел расчет интервала залегания АСПО в скважине №44. В результате расчетов получили, что интенсивное залегание образуются в интервале от 0 до 1100 метров.

Наиболее эффективными методами борьбы с АСПО на «А» месторождении являются химические, тепловые и физические способы.

ОСНОВНЫЕ СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

АСПО – асфальтосмолопарафины

АГЗУ – Автоматизированная групповая замерная установка

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин

АСВ – асфальто-смолистые вещества

ГИС – геофизические исследования скважин

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОСТ – отраслевой стандарт

ПАВ – поверхностно-активные вещества

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	16
2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ	19
2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза	19
2.2 Тектоника.....	21
2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов.	23
2.4 Характеристика коллекторов по результатам ГИС	26
2.5 Свойства и состав пластовых флюидов.....	28
2.5.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа.....	29
2.5.2 Свойства и состав свободного газа.....	30
2.5.3 Свойства и состав пластовых вод.....	31
2.6 Запасы углеводородов	31
3 СОСТАВ И МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИ, УДАЛЕНИЯ АСПО	33
3.1 Введение в проблему отложений парафинов, смол и асфальтенов	33
3.2 Состав и свойства асфальтосмолопарафинов	33
3.3 Механизм формирования.....	37
3.4 Факторы, влияющие на образование АСПО	38
3.5 Методы борьбы с АСПО	41
3.6 Предупреждение образования АСПО.....	42
3.6.1 Технологические методы.....	42
3.6.2 Физические методы.....	44
3.6.3 Химические методы	45
3.7 Методы удаления АСПО.....	48
3.7.1 Тепловой метод удаления.....	49
3.7.2 Механический способ удаления	53
3.7.3 Биологический метод удаления	56
4 РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	58
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	72
5.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ПАО "Газпромнефть-Восток"	72
5.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи.....	72
5.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи	74
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	82
6.1. Производственная безопасность	82

6.2 Анализ вредных факторов	83
6.2.1 Климат	83
6.2.2 Повышенный уровень шума	84
6.2.3 Повышенный уровень вибрации.....	86
6.2.4 Химический фактор	87
6.3 Анализ опасных факторов	89
6.3.1 Электрический ток	89
6.3.2 Механическое травмы.....	90
6.3.3 Пожаровзрывоопасность	90
6.4 Охрана окружающей среды	91
6.4.1 Мероприятия по охране атмосферы	92
6.4.2 Мероприятия по охране гидросферы	93
6.4.3 Мероприятия по охране литосферы и животного мира	93
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	94
6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	104

ВВЕДЕНИЕ

В нефтегазовой промышленности процесс добычи, сбора и подготовки нефти очень часто сопровождается различными осложнениями. Одним из таких осложнений является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). Выпадение приводит к снижению добычи нефти, простаиванию скважин, износу оборудования, экономическим потерям. Несмотря на то, что данная проблема решается уже несколько десятилетий, она остается актуальной и в настоящее время.

В качестве предупреждения образования асфальто-смоло-парафиновых отложений применяются множество различных химических, физических и механических средств борьбы. Эффективность применения методов борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности зависит от комплексного подхода к данной проблеме. Для её решения необходимо знать физико-химические процессы и причины, которые вызывают АСПО в различных условиях. Также немаловажно умение спрогнозировать заранее выпадение АСПО, надежно контролировать и вовремя предотвращать возможное проявление АСПО при эксплуатации скважин. Особое внимание должно уделяться и правильному подбору необходимых методов борьбы с АСПО, которые позволяют добиться наибольшей их эффективности в тех или иных промысловых условиях, не забывая про экономическую целесообразность.

Целью данной работы является изучение существующих методов борьбы с АСПО, механизм формирования и факторами, влияющими на их образование, а также увеличение производительности скважин существующими технологическими методами. Рассмотрение методов борьбы, применяемых на «А» нефтегазоконденсатном месторождении.

Предметом данного исследования является скважина № 44; в расчете наглядно продемонстрировано влияние диаметров насосно-компрессорных труб, дебитов на глубину залегания АСПО. Результаты исследования могут

использованы как в научной деятельности, так и в практической, например, на нефтегазодобывающих предприятиях.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

«А» нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Парабельского района Томской области в границах одноименного лицензионного участка и располагается на землях Кедровского лесхоза. Ближайшими населенными пунктами являются с. Пудино и г. Кедровый, расположенные соответственно в 72 км и в 80 км к северо-востоку от месторождения.

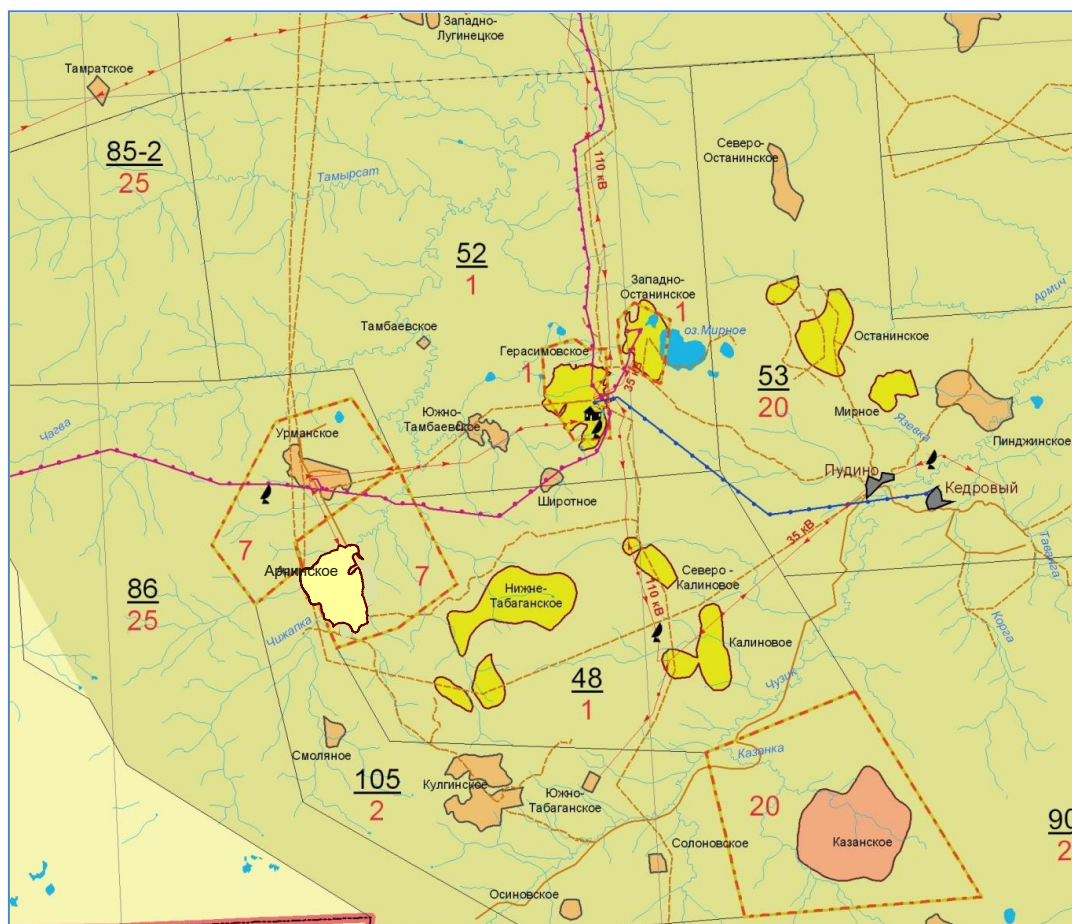
В связи с отсутствием постоянных путей сообщения завоз оборудования, грузов возможен только по зимникам, действующим с декабря по март. Срочные грузы и вахты завозятся вертолетами.

Речной транспорт традиционен для рассматриваемого района. Поэтому материально-техническое снабжение осуществляется из Томска водным транспортом по рекам Томь, Обь, Васюган, Чузик, Парабель в летний период – с начала мая по конец октября.

Климат территории - континентальный, с суровой продолжительной зимой и коротким жарким летом. Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца составляет $-25,7^{\circ}\text{C}$, а средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца $+23,9^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха составляет $-1,2^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум температуры -53°C , абсолютный максимум $+36^{\circ}\text{C}$.

По количеству осадков данный район относится к зоне достаточного увлажнения. Наибольшее количество осадков приходится на летнее время. Зимой увеличивается число дней с осадками, но уменьшается их суточное количество [1].

В непосредственной близости от месторождения открыты и введены в разработку Урманское, Герасимовское, Западно-Останинское, Калиновое месторождения (Рисунок 1).



Условные обозначения:

Месторождения

	нефтяное
	газоконденсатное
	нефтегазоконденсатное
	Арчинское НГК м-ние

Трубопроводы, дороги и ЛЭП

	нефтепроводы
	газопроводы
	грунтовые дороги
	сезонные дороги (зимники)
	электросети

Номера лицензионных участков и недропользователей

48 – Северо-Пудинский, 52 – Южно-Тамбаевский, 53 – Останинский, 85-Верхне-Нюрольский, 86 – Южно-Урманский, 105 – Южно-Пудинский

1 – ОАО «Томскнефть ВНК», 2 – Компания «Бенодет инвестменс лимитед»,

7 – ЗАО «Арчинское», 20 – ОАО «Томскгазпром», 25 – ООО «Альянснефтегаз»

Рисунок 1 – Обзорная схема района работ.

Согласно природному районированию Западной Сибири территория «А» месторождения находится в подзоне южной тайги Васюганской природной провинции, в Чижапско-Нюрольском природном районе. Основные морфологические единицы территории представляют собой плато, склоны водораздельной равнины и долины рек, чаще всего малых. Главной особенностью территории является довольно слабая расчленённость поверхности, обуславливающая низкую степень дренированности и высокую заболоченность. Сюда заходит отрогами крупнейшее в мире Большое Васюганское болото [1].

На месторождении выделяется водоохранная зона (ВОЗ) реки Чижайка и ее притоков Коленка, Арча, Тунжик, Нижняя Табога, которая занимает незначительную часть площади поля нефтегазоносности.

Кроме речных вод на рассматриваемой территории распространены воды верховых, переходных и низинных болот. Верховые болота распространены на водораздельных пространствах, низинные – в пределах речных долин. Заболоченность рассматриваемой территории составляет более 30 %, глубины болотных торфяных залежей – до 1.8 м и более.

Для питьевого водоснабжения на промыслах обычно используются воды атлымской свиты. Водовмещающими породами являются средне- и мелкозернистые кварцевые пески. Толщина горизонта 15,6-35 м, глубина до кровли горизонта от 75 до 125 м. Статический уровень устанавливается на глубине от 30 м на водоразделах, до 45 м в долинах рек. Воды по своему составу отвечают требованиям ГОСТа 2874-82 «Вода питьевая», кроме содержания железа, марганца, фтора, фенолов

Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения, как питьевой, так и технической водой, бурятся водозаборные скважины глубиной до 170 метров [1].

2 ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Разрез «А» месторождения представлен отложениями палеозойского доплатформенного комплекса и мезо-кайнозойских осадочных отложений платформенного чехла.

Юрская система J

Стратиграфическая схема юры Западной Сибири, используемая в настоящее время, была принята на Межведомственном стратиграфическом совещании (г.Новосибирск, 2003 г.). Согласно этой схеме в разрезе юры юго-востока Западной Сибири выделяются урманская (геттанг-синемюр-плинсбах), тогурская (нижний тоар), салатская (верхний тоар-нижний байос), тюменская (байос-бат-нижний келловей), васюганская (наунакская) – келловей-оксфорд, георгиевская (киммеридж) и баженовская (волжский) свиты. Отложения этих свит представлены переслаиванием песчаников, глинистых аргиллитов, алевролитов, углей.

Урманская свита J_{1u} по материалам ГИС и по керну отчетливо делится на три подсвиты: нижнюю, сложенную песчаниками с прослоями гравелитов, конгломератов, аргиллитов (группа пластов Ю₁₇); среднюю, представленную аргиллитами серыми, темно-серыми до черных с прослоями и линзами углей, алевролитов, глинистых песчаников; верхнюю, сложенную песчаниками с маломощными (2-3 м) прослоями аргиллитов и алевролитов (группа пластов Ю₁₆). Мощность колеблется от 0 в зоне выклинивания до 150–180 м в наиболее погруженных участках депрессий [1].

Васюганская свита. В соответствии с существующей методикой расчленения и корреляции, отложения васюганской свиты разделяются на глинистую нижневасюганскую подсвиту и преимущественно песчаный горизонт Ю₁, включающий пласты Ю₁¹, Ю₁² Ю₁³ Ю₁⁴.

Верхняя и нижняя части нижневасюганской подсвиты сложены аргиллитами с подчинёнными прослоями алевролитов и песчаников, средняя - однородными темно-серыми аргиллитами.

Толщина нижневасюганской подсвиты в западных районах достигает 55 м. В восточном направлении за счёт постепенного опесчанивания нижней, верхней и средней пачек она сокращается до полного выклинивания.

Горизонт Ю₁, в свою очередь, разделяется на подугольную, межугольную и надугольную толщи, сформированные соответственно в регрессивную, переходную и трансгрессивную фазы развития келловей-оксфордского осадочного бассейна.

Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами Ю₁⁴, Ю₁³, разделенными пластом аргиллитов.

Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт У₁ мощностью порядка 6м, формирование которого происходило в континентальных условиях.

Надугольная пачка залегает в верхней части горизонта Ю₁, между угольным пластом У₁ и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты.

Полный разрез надугольной пачки содержит трансгрессивные песчаные пласты Ю₁², Ю₁¹, формирование которых происходило в полифацальных условиях. Это предопределило их невыдержанность по латерали, частое литологическое замещение и выклинивание даже в пределах отдельно взятых площадей. Толщина пачки колеблется от 5 до 35-40 м.

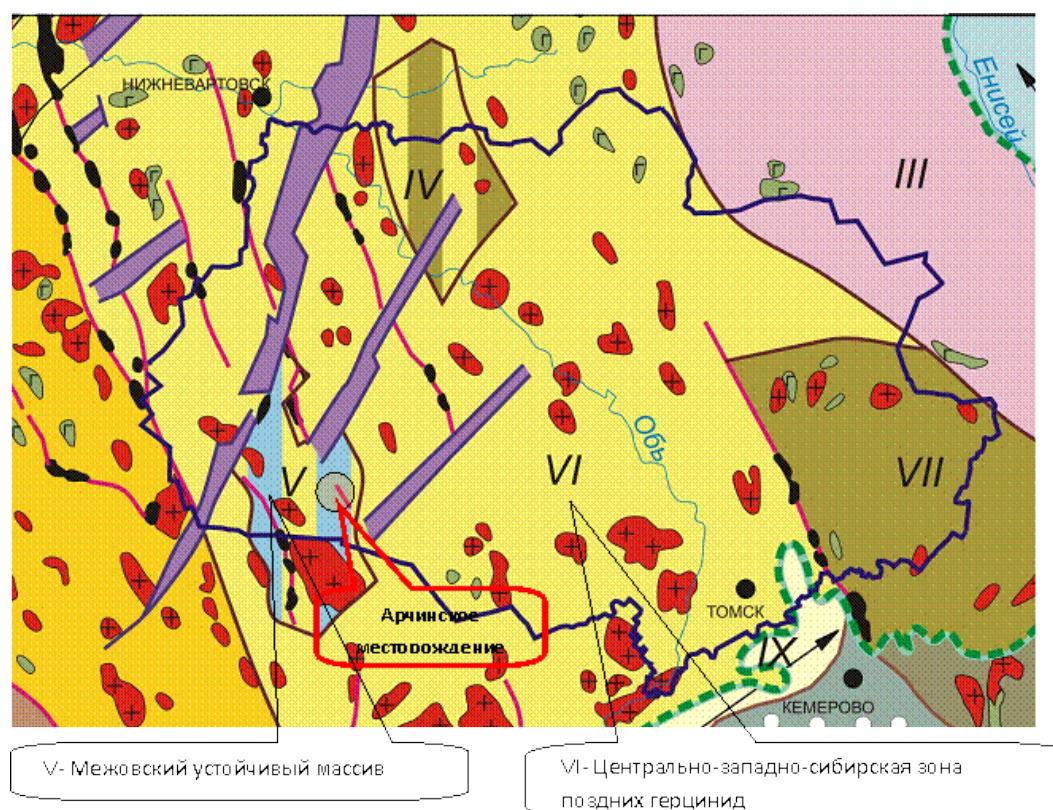
Баженовская свита (волжский ярус) - J₃ bg. На отложениях васюганской и георгиевской свит с незначительным стратиграфическим несогласием (васюганская свита) либо согласно (георгиевская свита) залегают глубокоководно-морские отложения баженовской свиты, отвечающие максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Литологически представлены битуминозными, тёмно-серыми до чёрных с коричневатым оттенком аргиллитами, участками тонкоплитчатыми, иногда алевроитистыми,

крепкими, сильно окремнёнными, с прослоями известковых пород. Отмечается обилие концентрированного (в виде глобуль) и рассеянного пирита, наличие морской фауны аммонитов и белемнитов. Отложения свиты относятся к фациям "доманикового" типа и считаются нефтепроизводящими.

К подошве свиты приурочен наиболее выраженный в платформенном разрезе отражающий сейсмический горизонт Π^a , характеризующий структурные особенности строения основного для данной территории продуктивного комплекса отложений верхней юры. Толщина свиты составляет 15-20 м, увеличиваясь в Усть-Тымской впадине до 50-60м [1].

2.2 Тектоника

Согласно «Тектонической карте фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы» (Рисунок 2.1) по отложениям нижнего структурного этажа фундамента площадь месторождения тяготеет к восточной границе Межовского срединного массива, представляющего собой крупный докембрийский выступ, сформированный байкальской складчатостью и переработанный в герцинскую эпоху.



- | | |
|---|---|
| граница Западно-Сибирской геосинеклизы | зоны стабилизации в позднегерцинскую эпоху (C ₂ -P) |
| граница Томской области | массивы добайкальской консолидации, переработанные в байкальскую эпоху (R ₃) |
| магматические породы кислого состава | байкалиты, переработанные в герцинскую эпоху (C ₁ -P) |
| магматические породы основного состава | ранние каледониды, переработанные в герцинскую эпоху (C ₁ -P) |
| магматические породы ультраосновного состава | массивы добайкальской консолидации, переработанные в герцинскую эпоху (C ₁ -P) |
| разломы | Платформенные и орогенно-складчатые зоны обрамления |
| границы зон разного времени стабилизации | добайкальского возраста (до позднего рифея) |
| триасовые рифты | байкальского возраста (R ₃) |
| Зоны разного возраста консолидации в фундаменте Западно-Сибирской геосинеклизы | раннекаледонского возраста (C) |
| зоны стабилизации в добайкальскую эпоху (до позднего рифея) | каледонского возраста (S) |
| зоны стабилизации в раннекаледонскую эпоху (C) | раннегерцинского возраста (C ₁) |
| зоны стабилизации в каледонскую эпоху (S) | позднегерцинского возраста (C ₂ -P) |
| зоны стабилизации в раннегерцинскую эпоху (C ₁) | среднепалеозойско-мезозойский субплатформенный чехол |
| | преобладающая ориентировка основных тектонических структур |

Рисунок 2 – Фрагмент тектонической карты фундамента юго-восточной части Западно-Сибирской геосинеклизы и ее обрамления (Сурков В.С., Жеро О.Г.), 1981г.

С запада массив ограничен южной, узкой частью Колтогорско-Уренгойского грабен-рифта, являющегося крупнейшей стержневой рифтовой зоной в доюрском основании Западно-Сибирской геосинеклизы. С северо-востока и севера к выступу примыкает Нюрольский прогиб, разбитый на ряд блоков системой разломов более мелких Усть-Тымского и Чузикского

грабен-рифтов. Кроме того, структура прогиба осложнена рядом разломов северо-западного направления.

Тектонические нарушения играют важную роль в формировании залежей, позволяя углеводородам мигрировать по разрезу, а иногда создавая условия для экранирования залежей.

Современный структурный план сформировался уже в кайнозойское время.

Результаты бурения и анализ сейсмического материала подтверждают наличие активных тектонических процессов в фундаменте в постюрское время. В районе работ тектонические нарушения секут юрские отложения вплоть до баженовской свиты. Не исключается и вероятность неотектонических процессов на территории «А» и «У» поднятий и сопредельных с ними площадей [1].

2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов.

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, Арчинское месторождение находится в северной части Межовского нефтегазоносного района (НГР) Васюганской нефтегазоносной области (НГО).

Нефтегазоносный горизонт зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений представляет наибольший интерес в отношении продуктивности. С карбонатными отложениями, слагающими разрез коренного палеозоя (горизонт M_1), и глинисто-кремнистыми породами коры выветривания (горизонт M) связаны все нефтяные и газовые месторождения на территории Томской области. На Арчинском месторождении промышленно значимым является пласт этого горизонта M_1 .

Основная часть среднеюрских пластов до настоящего времени не исследована испытанием. Однако по данным ГИС есть основание предполагать наличие залежей в пластах $Ю_1^3$, $Ю_3$, $Ю_5$, $Ю_7$, $Ю_8$, $Ю_{10}$, $Ю_{11}$, $Ю_{12}$, $Ю_{13}$.

Горизонт M_1 в «А»-«У» зоне нефтегазонакопления вскрыт почти всеми скважинами и по данным бурения сложен, как преимущественно по всей Нюрольской впадине, карбонатными отложениями, среди которых встречаются прослои эффузивов и терригенные пачки. Породы разбиты многочисленными субвертикальными разломами.

На «А» площади основная залежь углеводородов контролируется тектоническими экранами и приурочена к зонам гидротермальной переработки органогенных известняков. Горизонт M_1 представлен преимущественно известняками герасимовской свиты органогенными, амфипоровыми, массивными, трещиноватыми, кавернозными. На эрозионно-тектоническую поверхность в контуре залежи выведены, преимущественно, известняки средней подсвиты герасимовской свиты живецкого возраста.

Васюганская свита по литологическому составу слагающих пород разделена на нижнюю и верхнюю подсвиты.

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами с немногочисленными прослоями песчаников и алевролитов. В основании подсвиты развит песчано-алевролитовый пласт $Ю_2^0$, который, по мнению большинства исследователей, является базальным горизонтом позднеюрской морской трансгрессии. Пласт распространен не повсеместно, его толщина в пределах отдельных структур варьирует от 0 до 15 м. Толщина нижневасюганской подсвиты, как правило, составляет 30-40 м, в наиболее погруженных участках палеорельефа достигая 55-60 м.

Верхневасюганская подсвита представлена толщей переслаивающихся песчаников, аргиллитов и алевролитов с прослоями углей, и углистых аргиллитов. Полный разрез верхневасюганской подсвиты содержит 4 песчаных пласта ($Ю_1^4$ - $Ю_1^1$), совокупность которых формирует регионально-нефтегазоносный на юго-востоке Западной Сибири горизонт $Ю_1$.

Наличие регрессивного и трансгрессивного циклов осадконакопления в эпоху формирования верхневасюганской подсвиты позволяет выделить в ее

составе две пачки, разделенные региональным угольным пластом Y_1 - подугольную и надугольную.

Классический разрез подугольной пачки представлен регрессивными песчаными пластами $Ю_1^4$, $Ю_1^3$, разделенными пластом аргиллитов. На ряде площадей пласты формируют единую песчаную толщу, индексируемую как $Ю_1^{3-4}$.

В пределах «А» месторождения пласт $Ю_1^3$ разделен на два. Нижний $Ю_1^{36}$, выдержан по площади, толщина от 20 до 50м, характеризуется наличием в разрезе от 5 до 10 проницаемых прослоев разной мощности (от 0.5м до 10м). Эффективные толщины колеблются в диапазоне значений от 10.7м до 22.5м. Характер насыщения коллекторов по ГИС в скв. 40, 42, 45, 46 определен как «неясный», в скв. 41, 51 – как нефтенасыщенный, на остальной части площади пласт водонасыщен. Верхний $Ю_1^{3a}$, толщиной 4-12м, имеет в разрезе 1-3 маломощных (в среднем 1м) песчаных прослоя. В результате испытания группы пластов $Ю_1^3$ и $Ю_1^4$ в интервале 2611-2689,5 м в процессе бурения скважины 48 получен приток пластовой воды, а при испытании в колонне конкретно пласта $Ю_1^{36}$ в интервале 2655-2660 м получен приток газоконденсата (30 литров) с водой (30 литров).

Максимуму регрессивного цикла осадконакопления отвечает регионально-выдержанный угольный пласт Y_1 мощностью порядка 6м, формирование которого происходило в континентальных условиях.

Надугольная пачка залегает в верхней части горизонта $Ю_1$, между угольным пластом Y_1 и подошвой георгиевской свиты или, в случае отсутствия последней, подошвой баженовской свиты.

Полный разрез надугольной пачки содержит трансгрессивные песчаные пласты $Ю_1^2$, $Ю_1^1$, формирование которых происходило в полифациальных условиях. Это предопределило их невыдержанность по латерали, частое литологическое замещение и выклинивание даже в пределах отдельно взятых площадей. Толщина пачки колеблется от 5 до 35-40 м.

Разрез надугольной пачки на «А» площади не полный и представлен пластом Ю₁¹ с сохранением характерных особенностей пачки. Фильтрационно-емкостные характеристики пласта, формировавшегося в мелководно-морских условиях, неустойчивы. В пределах собственно «А» структуры пласт часто замещается непроницаемыми алевритистыми разностями, образуя, таким образом, сложнопостроенные зоны глинизации. Скважина 48Р, пробуренная в 2010 году, выявила на участке предполагаемого распространения продуктивных коллекторов их полное отсутствие. На участке развития песчаников в районе предполагаемой залежи (скв.40, 42) для пласта общей толщиной 10-12м характерно наличие 2-3 продуктивных проницаемых прослоев суммарной эффективной мощностью 7.4-13м. В пределах водонасыщенной части пласта эффективная толщина изменяется в диапазоне от 1 до 11.3м [1].

2.4 Характеристика коллекторов по результатам ГИС

Во всех пробуренных скважинах «А» месторождения выполнялся основной комплекс геофизических исследований скважин (ГИС).

В целом из юрских продуктивных пластов вынесено и исследовано большое количество керна, но из низко проницаемой части разреза, не входящей в эффективные толщины. По пласту Ю₁¹ всего три проницаемых интервала в одной разведочной скважине 40 охарактеризованы керном. Аналогичная ситуация с освещенностью керновыми данными отмечается и по пластам Ю₁₄ и Ю₁₅ (даже при объединении керновой выборки). Только два проницаемых интервала в разведочных скважинах 45 и 51 охарактеризованы керном с необходимой достоверностью.

Из-за дефицита керновой информации по юрским пластам для петрофизического обеспечения интерпретации ГИС использовались керновые данные по скважине 109 соседнего «У» месторождения, по которой

достигнут практически 100% вынос керна из интервалов продуктивных пластов Ю₁₄ и Ю₁₅.

В юрских отложениях для выделения коллекторов приняты граничные значения $K_{пр\ гр} = 0,5$ мД, $\alpha_{пс} = 0,39$, $K_{пг\ гр} = 10,5\%$. Оценка коэффициента открытой пористости выполнялась по стандартным методикам с использованием НК, ГК и ПС. При оценке достоверности определения коэффициента пористости в пластах Ю₁¹, Ю₁₄ и Ю₁₅ проводилось сопоставление всех имеющихся керновых определений пористости в проницаемых интервалах данных пластов.

Для пласта М₁ в связи с отсутствием определений остаточной водонасыщенности на образцах керна, а также прямых качественных признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт, в качестве количественного критерия использована величина прогнозной проницаемости 0,06 мД. Определение пористости в пласте М₁ выполнено по данным НК и ГК, при этом в определении данного параметра существует некоторая условность, так как отсутствие керна по продуктивной толще не позволяет провести сопоставление полученных результатов.

Результаты интерпретации ГИС приведены в таблице 1.

Таблица 2 – Характеристика продуктивных пластов по результатам интерпретации ГИС

Параметр	Ю ₁ ¹		Ю ₁₄		Ю ₁₄	М ₁		
	р-н скв. 40	р-н скв. 50	основная	р-н скв. 41	основная	основная	р-н скв. 50	р-н скв. 51
1. Общая толщина, м								
1.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
1.2 Среднее значение	15,2	22,2	23,2	35,2	40,7	109,1	104,7	141,5
2. Эффективная толщина, м								
2.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
2.2 Среднее значение	7,75	16,3	9	3,1	17,1	31,1	10,5	27,9
3. Эффективная нефтенасыщенная толщина, м								
3.1 Количество скважин	2	1	4	1	5	11	1	-
3.2 Среднее значение	10,2	11,8	8,4	3,1	9,2	10,5	2,4	-
4. Эффективная газонасыщенная толщина, м								
4.1 Количество скважин	-	-	-	-	-	5	1	1
4.2 Среднее значение	-	-	-	-	-	17	5,6	21,3
5. Коэффициент песчаности								
5.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
5.2 Среднее значение	0,4	0,72	0,39	0,09	0,41	0,27	0,1	0,2
6. Коэффициент расчлененности								
6.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
6.2 Среднее значение	1,8	5	2	1	5,4	15	12	10
7. Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²								
7.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
7.2 Среднее значение	3,56	3,81	10,43	13,52	14,92	6,34	0,22	2,2
8. Коэффициент пористости								
8.1 Количество скважин	4	1	4	1	5	11	1	1
8.2 Среднее значение	0,15	0,14	12,5	0,12	0,13	0,08	0,07	0,13
9. Коэффициент начальной нефтегазонасыщенности								
9.1 Количество скважин	2	1	4	1	5	11	1	-
9.2 Среднее значение	0,49	0,47	0,5	0,59	0,46	0,7	0,8	-
10. Коэффициент начальной газонасыщенности								
10.1 Количество скважин	-	-	-	-	-	5	1	1
10.2 Среднее значение	-	-	-	-	-	0,8	0,8	0,53

2.5 Свойства и состав пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа «А» месторождения изучались по данным исследований глубинных и поверхностных проб. Исследования выполнены в ЗСАЦ «Геоэкология».

Работы выполнены с учётом требований отраслевого стандарта ОСТ 153-39.2-048-2003 «Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей» и ОСТ 38.01.197-80, в соответствии с которым определяются свойства поверхностных нефтей [1].

2.5.1 Свойства и состав нефти и растворенного газа

Пластовая нефть характеризуется следующими свойствами: плотность сепарированной нефти 811 кг/м^3 , объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1,433, газосодержание – $156 \text{ м}^3/\text{т}$.

Нефть малосернистая (содержание общей серы – 0.388% масс.), особо легкая (плотность при 20°C равна 814.3 кг/м^3), парафинистая – (содержание твердых парафинов 4.98% масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 3.60% масс.). Содержание асфальтенов равно 0.32% масс. Температура начала кипения 42°C , выход легких фракций до 300°C 56.2% об, фракции до 350°C 68.2 % об. Значение молекулярной массы нефти равно 178 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C равна соответственно $5.95 \text{ мм}^2/\text{с}$ и $2.62 \text{ мм}^2/\text{с}$. Соответствующие значения динамической вязкости равны 4.844 мПа с и 2.07 мПа с.

Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002 - «Нефть 1.0.1.1 ГОСТ Р 51858-2002». Технологическая индексация нефти по ОСТ 38.01197-80 - 1.1.2.4.4.

По данным ступенчатой сепарации растворённый газ содержит 53,2 % мол. метана, 9,4 % мол. этана, 14,7 % мол. пропана, 13,3 % мол. бутанов, 5,2 % мол. пентанов, 0,66 % мол. гексанов, 0,18 % мол. группы C_{7+} . Мольная доля диоксида углерода составляет 3,14 %, азота – 0,25 %. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись. По товарным качествам растворенный в пластовой нефти газ является жирным.

Физико-химические свойства дегазированной нефти следующие: по плотности - средняя (855 кг/м^3 при 20°C), малосернистая (содержание общей серы – 0.36 % масс.), высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6.48 % масс.), малосмолистая (содержание смол силикагелевых 4.93 % масс.). Содержание асфальтенов равно 1.64 % масс. Температура начала кипения 78°C , выход легких фракций до 300°C 42 % об. Значение молярной массы нефти равно 230 г/моль. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C

равна соответственно 18 мм²/с и 6 мм²/с. Классификация нефти по ГОСТ Р 51858-2002 - 1.2.1.1.

Свойства нефти Арчинского месторождения характеризуются следующими значениями: плотность сепарированной нефти 862 кг/м³, объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1.282, газосодержание – 121,4 м³/т (104,6 м³/м³). По данным ступенчатой сепарации растворённый газ содержит 80.4 % мол. метана, 7.2% мол. этана, 5.6% мол. пропана, 3.0% мол. бутанов, 0.83% мол. пентанов, 0.28% мол. гексанов. Мольная доля диоксида углерода составляет 2.12%, азота – 0.64%.

По товарным качествам растворенный в пластовой нефти газ является полужирным [1].

2.5.2 Свойства и состав свободного газа

Компонентный состав пластового газа, полученный на основе рекомбинации газов сепарации, дегазации, дебутанизации и дебутанизированного конденсата, следующий: 84.69% мол. метана, 4.71% мол. этана, 2.65% мол. пропана, 0.49% мол. изобутана, 0.75% мол. n-бутана, группа C₅ + высшие (C₅₊) 3.91% моль. Мольная доля диоксида углерода составляет 2.26%, азота – 0.53%. Молярная масса пластового газа равна 22.6 г/моль.

Потенциальное содержание углеводородов группы C₅₊ (стабильный конденсат) составляет 190 г/м³ сухого газа. Молекулярная масса дебутанизированного конденсата равна 116, а его плотность – 0.753 г/см³. По результатам дифференциальной конденсации пластового газа коэффициент извлечения конденсата при давлении 0.1 МПа равен 0.757 [1].

2.5.3 Свойства и состав пластовых вод

Пластовая вода юрского горизонта относится к типу хлоридно-натриевых. Общая минерализация, в среднем, равна 40,1 г/л. Содержание натрия+калия составляет в среднем 14,36 г/л, кальция 1,0 г/л, хлора 23,4 г/л, содержание брома - 118 мг/л. Среднее содержание йода равно 11 мг/л, что превышает минимальную промышленную концентрацию (10 мг/л). Физические свойства пластовой воды при начальных термобарических условиях юрского комплекса следующие: динамическая вязкость 0,42 мПа*с, плотность 1,022 г/см³, объемный коэффициент 1,028, газосодержание 0,7 м³/м³, коэффициент сжимаемости 4,47 1/МПа*10⁻⁴.

Пластовая вода доюрского комплекса относится к типу хлоркальциевых. Общая минерализация, в среднем, равна 40,7 г/л. Содержание натрия+калия составляет в среднем 14 г/л, кальция 1,5 г/л, хлора 24,4 г/л, содержание брома - 82 мг/л. Среднее содержание йода равно 13 мг/л.

Физические свойства пластовой воды при начальных термобарических условиях доюрского комплекса следующие: динамическая вязкость 0,28 мПа*с, плотность 1,017 г/см³, объемный коэффициент 1,029, газосодержание 3,3 м³/м³, коэффициент сжимаемости 4,48 1/МПа*10⁻⁴. [1]

2.6 Запасы углеводородов

Запасы «А» месторождения впервые были оперативно утверждены ЦКЗ МПР РФ по пластам Ю₁¹ и М₁₋₁₀ (протокол №1 от 29.01.1998 г). В 2006 году запасы пласта М₁₋₁₀ были скорректированы (протокол ГКЗ №18/53-пр от 23.01.2007 г). В 2008 году на государственный баланс РФ были поставлены запасы нефти пластов Ю₁₄ и Ю₁₅ (протокол №18/129-пр от 04.03.2009 г).

Последний подсчет запасов углеводородов «А» месторождения и ТЭО КИН был выполнен в 2009 году. Подсчитанные запасы нефти, растворенного

и свободного газа по пластам Ю₁¹, Ю₁₄, Ю₁₅ и М₁ утверждены ГКЗ Роснедра, протокол № 2093-дсп от 23.12.2009 г.

Подсчитанные запасы в целом по месторождению составляют:

- начальные запасы нефти категории С₁ – геологические/извлекаемые - 18,3/3,9 млн.т., категории С₂ – геологические/извлекаемые - 25,8/5,8 млн.т.;
- начальные запасы свободного газа и газа газовой шапки категории С₁ – 7639 млн. м³, категории С₂ – 253 млн. м³.
- начальные запасы конденсата категории С₁ – геологические/извлекаемые – 1,5/1,14 млн.т., категории С₂ – геологические/извлекаемые – 0,05/0,04 млн.т.

Запасы недоразведаны - геологические запасы нефти по категории С₂ составляют 58,5 %. В доразведке нуждаются, в основном, пласты, приуроченные к юрским отложениям.

Основным объектом разработки является пласт М₁, извлекаемые запасы которого по категории С₁ составляют 81%, извлекаемые запасы пласта Ю₁₅ категории С₁ – 10%, пласта Ю₁₄ – 8%, пласта Ю₁¹ – 1%.

В соответствии с действующей «Классификацией запасов...» Арчинское месторождение по величине извлекаемых запасов нефти категории С₁+С₂ – 9.8 млн. т - относится к типу средних, по сложности геологического строения – к сложным [1].

3 СОСТАВ И МЕТОДЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИ, УДАЛЕНИЯ АСПО

3.1 Введение в проблему отложений парафинов, смол и асфальтенов

Проблема образования АСПО на поверхностях внутрискважинного оборудования и промысловых транспортных коммуникаций при механизированной добыче нефти на всех стадиях разработки месторождений является на сегодняшний день наиболее острой, наиболее емкой в плане материальных затрат. Вред от АСПО приводит к порче нефтедобывающего оборудования, затрудняет и замедляет добычу нефти, загрязняют скважины.

3.2 Состав и свойства асфальтосмолопарафинов

Асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) похожи на тёмно-коричневую или чёрную твёрдую густую мазеобразную массу высокой вязкости. Они представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70% мас.), асфальто-смолистых веществ (АСВ) (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей.

Парафины – смесь углеводородов, относящиеся к гомологическому ряду метана и имеющие общую формулу C_nH_{2n+2} . Парафиновые углеводороды в зависимости от фракционного состава, температур плавления и кристаллической структуры делятся на жидкие ($t_{пл}$ ниже $27^{\circ}C$), твердые ($t_{пл}$ от 28 до $60-70^{\circ}C$) и микрокристаллические – церезины ($t_{пл}$ выше $60-80^{\circ}C$).

Жидкие парафины представляют собой в основном n-алканы с числом атомов углерода в молекуле от C_9 до C_{24} , они выкипают в интервале температур от 180 до $360-370^{\circ}C$. К твердым парафинам относятся n-алканы с числом атомов углерода в молекуле от C_{20} до C_{40} , выкипающие в пределах $300-550^{\circ}C$. Твердые парафины, получаемые из дистиллятного сырья, целесообразно разделить на низкоплавкие ($t_{пл}$ $28-45^{\circ}C$), среднеплавкие ($t_{пл}$ $45-60^{\circ}C$) и высокоплавкие ($t_{пл}$ выше $60^{\circ}C$). Все три категории твердых парафинов характеризуются крупнокристаллической структурой [4].

По существующей номенклатуре твердые углеводороды нефти делят на парафины и церезины. Такое деление основано на различии их кристаллической структуры, химических и физических свойств. При одинаковой температуре плавления церезины отличаются от парафинов большей молекулярной массой, плотностью и вязкостью.

Микрокристаллические парафины (церезины) представляют собой твердые углеводороды (Рисунок 3.1), выделенные главным образом из остаточных продуктов и кипящие при температурах выше 450°C.



Рисунок 3.1 - Церезины

Классифицируют нефть по содержанию парафинов (ГОСТ 11851-85) на:

- малопарафиновые <1,5% мас.;
- парафиновые 1,5-6% мас.;
- высокопарафиновые > 6% мас.

Смолы – представляют собой высокомолекулярные гетероатомные соединения, которые молекулярно диспергированы в нефти. Наиболее характерны заместители в циклах – алкильные, алкенильные, карбонильные, карбоксильные, гидроксильные, сульфидные, меркаптановые и аминогруппы.

Это жидкости или пластические вещества бурого или черного цвета с высокой плотностью и вязкостью, молекулярная масса составляет от 450 до 1500; температура размягчения в инертной атмосфере 35-90°C. Плотность близка к единице. Растворяются в предельных и ароматических углеводородах. При высоких температурах могут превратиться во «вторичные» асфальтены. На рисунке 3.2 изображены примеры химического строения битуминоидных (I) нейтральных и (II) кислых смол.

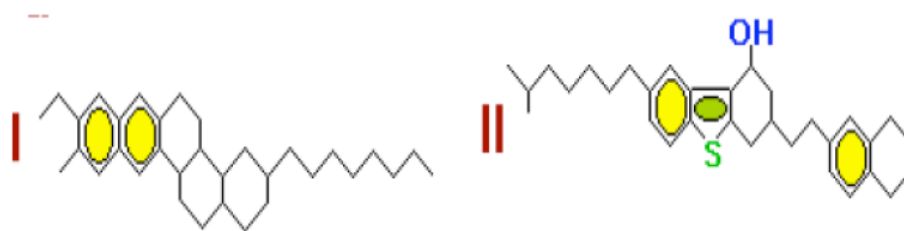


Рисунок 3.2 – Строение смол.

Асфальтены — наиболее высокомолекулярные соединения, в стандартных условиях представляют собой порошкообразные вещества черного цвета с молекулярной массой от 1500 до 10000. Чем больше растворенных асфальтенов в пластовой нефти, тем больше вязкость нефти. Являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений компонентов нефти. Растворяются в ароматических углеводородах, хлороформе и сероуглероде, не растворимы в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Содержание асфальтенов в нефтях колеблется от 1 до 20%. Элементный состав (%): C (80-86) H (7-9), O₂ (2-10), S (0,5-9), N₂ (до 2); в микроколичествах присутствуют V и Ni (суммарное содержание 0,01-0,2%), железо, кальций, магний и др. металлы, входящие в состав металло-комплексных соединений. В состав молекулы асфальтенов входят фрагменты гетероциклических, ациклических, конденсированных углеводородов, состоящие из 5-8 циклов. Крупные фрагменты молекул связаны между собой мостиками, содержащими метиленовые группы и гетероатомы. Наиболее характерные заместители в циклах - алкилы с небольшим количеством

м в углеродных атомах и функциональные группы, например, карбонильная, карбоксильная, меркаптановая [4].

Асфальтены склонны к ассоциации с образованием надмолекулярных структур, представляющих собой стопку плоских молекул (Рисунок 3.3.).

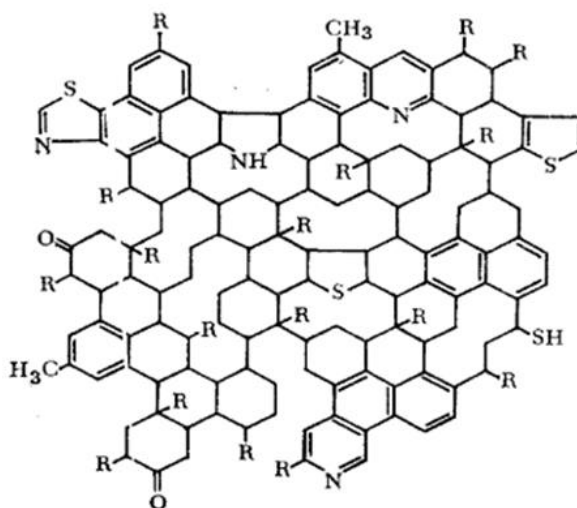


Рисунок 3.3 – Строение асфальтенов

Существенную роль в формировании АСПО влияет глубина, где происходят отложения. Результаты исследований показывают, что с увеличением глубины в АСПО увеличивается количество асфальтено-смолистых веществ, а наличие парафинов уменьшается. С уменьшением глубины отложений наблюдается снижение содержания асфальтено-смолистых веществ и асфальто-смоло-парафиновых отложений. В зависимости от содержания различных групп соединений АСПО делят на три класса: асфальтеновый ($\text{Спарафино-нафтен}/(\text{Сасфальтенов} + \text{Ссмола}) < 1$; парафиновый ($\text{Спарафино-нафтен}/(\text{Сасфальтенов} + \text{Ссмола}) > 1$; смешанный ($\text{Спарафино-нафтен}/(\text{Сасфальтенов} + \text{Ссмола}) \approx 1$, где С – концентрация веществ в АСПО в % масс. где, С – концентрация веществ в АСПО в % масс. [4].

3.3 Механизм формирования

Существуют множества теорий и моделей, позволяющие описывать выпадение АСПО. Под механизмом образования отложений нужно понимать совокупность процессов, вызывающие накопление твердой фазы при добыче нефти. Достаточная теоретизация данного процесса необходима для адекватного его моделирования, конечной целью которого является выявления причин выпадения АСПО; очень важно знать и понимать на какой стадии уже начинает происходить процесс роста кристаллов, т.е. в момент движении потока и в дальнейшем его сцепление с частицами, образовавшихся на поверхности оборудования или же сразу начинает взаимодействовать с поверхностью. Быть может, действуют сразу два фактора одновременно, тогда нам нужно выявить, какой из них преобладает в таком процессе.

В данный момент существует два условия образования и роста АСПО. Первая заключается в образовании, зарождении центров кристаллизации и рост кристаллов парафина; должно быть нарушено состояние равновесия растворимости парафина в нефти. Во второй, выпавшие кристаллы должны приклеиться, объединиться или осесть, чтобы при нормальной эксплуатации они не могли бы быть рассеяны или унесены потоком [2].

Процесс образования АСПО носит адсорбционный характер. Он сопутствует с появлением двойного электрического слоя на поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком. При нарушении равновесного состояния данного слоя на поверхности трубы или соля парафина, появляются некомпенсированные заряды статического электричества, т.е. происходит электризация как поверхности трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу.

Исследованиями последних лет достоверно установлено, что прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. Отсутствие такой связи обусловлено, прежде всего, существенным различием состава твердых углеводородов – «парафина», а именно,

различием в соотношениях ароматических, нафтеновых и метановых соединений в высокомолекулярной части углеводородов, которое при стандартных методах исследования нефтей не определяется. Между тем, доказано, что именно различия в составе твердых углеводородов в основном и предопределяют особенности формирования парафиновых отложений. Чем выше содержание углеводородов с разветвленными структурами – ароматических, нафтеновых и изоалкановых, тем менее прочными оказываются парафиновые отложения, поскольку такого типа соединения обладают повышенной способностью удерживать кристаллическими образованиями жидкую массу. Углеводороды метанового ряда – особенно высокомолекулярные парафины, наоборот, легко выделяются из раствора с образованием плотных структур. Ясно, что рыхлые и полужидкие кристаллические отложения сравнительно легко могут быть удалены естественным потоком жидкости в процессе эксплуатации скважин, не вызывая никаких осложнений, и, наоборот, плотные и прочные отложения, сформированные в основном из н-алканов, создают серьезные осложнения, на ликвидацию которых затрачивается много средств и труда [2].

3.4 Факторы, влияющие на образование АСПО

На образование АСПО оказывают существенное влияние:

- 1) нарушение гидродинамического равновесия флюида за счет снижения забойного давления;
- 2) обводненность нефти;
- 3) интенсивное газовыделение;
- 4) состав углеводородного в каждой фазе смеси;
- 5) состояние поверхности труб
- 6) скоростной режим течения флюида
- 7) уменьшение температуры в пласте и стволе скважине

Равновесное состояние системы нарушается, когда давление насыщения нефти газом больше забойного давления, и тогда происходит повышение объема газовой фазы, а жидкая фаза становится неустойчивой, что приводит к выпадению парафинов. Такое состояние может быть нарушено как в скважине, так и в пласте – выпадение возможно, как в скважине, так и в пласте.

Как показывает результаты данных, с увеличением глубины скважины, уменьшается количество асфальто-смолистых веществ в АСПО, а содержание твердых парафинов увеличивается, т.е. чем ближе к устью скважины, тем больше церезинов и выше структурная прочность отложений. Для каждого месторождения, а то и скважины своя глубина залегания парафинов. Но в целом можно сказать, что средняя глубина отложений составляет 50-700 метров. Интенсивное выделение начинает происходить в пределах 100-400 метров, с увеличением глубины уменьшается [2].

Хотелось бы отметить существенную роль дебитов в скважине. Интересные данные получены для 344 скважин на последней стадии разработки месторождения ОАО «Татнефть». Было замечено, что АСПО наиболее часто образуется в скважинах, чей дебит составляет меньше 20 т/сут. С увеличением дебита частота отложений снижается. У нас получается двоякая ситуация, если дебит увеличивается происходит интенсивное выделение газа из нефти, жидкость охлаждается, тем самым формируются отложения, а с другой стороны, с увеличением дебита возрастает скорость потока – глобулы парафинов не успевают достаточно закрепиться на поверхности оборудования, что в итоге обуславливает срыв отложений.

Можно с уверенностью сказать, что на образование АСПО влияет режим течения потока газожидкостной смеси. При ламинарном течении формирование асфальто-смоло-парафинов протекает медленно. Турбулентное течение вызывает хаотичное, беспорядочное течение флюида, оно вначале дает значительный скачок в выпадении, но потом идет на спад. Как говорилось ранее, при такой высокой скорости кристаллы парафинов

находятся во взвешенном состоянии, и они легко выносятся из скважины, плюс ко всему, скорость позволяет уносить с потоком уже образовавшиеся отложения со стенок труб. Заметно это на интервале от 0 до 50 метров от устья скважины.

Существует интересная гипотеза парафинизации промыслового оборудования газовыми пузырьками. На ее поверхности расстилается прочная адсорбционная пленка, образованная смолистыми веществами нефти. Более того, эти пузырьки обладают свойством флотации, т.е. она способна удерживать взвешенные частицы, что в дальнейшем соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. Вследствие гидрофобности парафина процесс отложения возрастает. На стенках труб образуются слои кристаллов парафина и пузырьки газа. Чем более газонасыщен этот слой, тем меньшую плотность он имеет. Отсюда следует, что менее плотные слои формируются в верхней части подъемных труб, где пузырьки имеют меньшую силу прилипания к кристаллам парафина.

Нефть является сложной многокомпонентной смесью различных углеводородов, в зависимости от строения и внешних условий, поэтому может быть в разных агрегатных состояниях. Одним из самых значимых факторов является температура образования АСПО. Температура флюида у стенки скважины должна быть ниже температуры насыщения нефти парафинами ($T_{\text{стен.}} < T_{\text{нас. нефти парафином}}$), т.е. должен быть отрицательный радиальный температурный градиент ($\partial T / \partial r < 0$).

Еще одной причиной является неровность поверхности стенок труб. Они вызывают возмущения в потоке, т.е. замедление скорости движения флюида, вихреобразования, служат благоприятным условием для осаждения кристаллов парафина.

На поздних стадиях разработки, когда рост добычи флюида снижается, применяют разнообразные способы повышения нефтеотдачи, что приводит к повышенной обводненности продукции. На основе анализов и промысловой практики было выявлено, что повышенная обводненность

влечет за собой повышенное содержание смол и асфальтенов. С увеличением обводненности, продукция становится пластичной и мазеподобной с высокой плотностью, вязкостью, содержанием высокомолекулярных компонентов. Это все влияние нефтяных эмульсий, которые способствуют возникновению на поверхности раздела фаз «нефть-вода-смоло-парафиновые компоненты».

Все эти факторы в большей или меньшей степени оказывают существенное влияние на осадкообразование, однако зная, один или несколько из них, можно приступать к технологическим операциям по его устранению [2].

3.5 Методы борьбы с АСПО

Методы борьбы с АСПО предусматривают проведение работ по предупреждению выпадения и удалению уже образовавшихся осадков. (Рисунок 3.4). Очевидно, что наиболее перспективными методами борьбы являются методы, предотвращающие возникновение данной проблемы, так как это позволяет существенно увеличивать межремонтный период скважин, трубопроводов и технологического оборудования, тем самым увеличивая эффективный фонд рабочего времени и, как результат, рентабельность производства. Рассмотрим все перечисленные методы более подробно [6].



Рисунок 3.4 – Классификация методов борьбы с АСПО

3.6 Предупреждение образования АСПО

Чтобы достичь благоприятной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования без энергетических и экономических затрат применяют профилактические способы.

Предотвращение образования АСПО выбираются в зависимости от свойств нефтяного пласта, режима работы скважины. Из-за разнообразия условий месторождения, необходим сугубо-индивидуальный подход к решению проблемы. Поэтому при решении вопросов по борьбе с отложениями в первую очередь необходимо рассмотреть возможность применения способов предупреждения АСПО.

3.6.1 Технологические методы

Применение защитных покрытий применяются на многих месторождениях, и этот метод предупреждения действительно является рентабельным. Данную технологию начинают целесообразно использовать на проектной стадии разработки. Многие исследователи занимались изучением внутренней поверхности трубопроводов и сделали вывод, что при гладких поверхностях АСПО не накапливаются, так как легко смывается газожидкостным потоком [6].

Защитные покрытия являются гидрофильными материалами (полярными), имеющие гладкую поверхность и низкой адгезионной способностью к парафину. Защитные материалы применяют в зависимости от условий и способа эксплуатации скважин, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов с помощью специальной установки, на которой оценивается сила адгезии отложения к поверхности испытуемого материала при тангенциальной нагрузке. Прекрасными материалами являются, в которых адгезия которых к парафину составляет при 20⁰С составляет 30-35 кПа (стекло, различные стеклоэмали (Рисунок 3.5), бакелитовый лак, эпоксидные смолы, бакелито-эпоксидные композиции и др.).



Рисунок 3.5 – Трубопроводы со стеклоэмалью

При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоэмальное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Выше описанным условиям работы наиболее соответствуют трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако недостаточная термо- и морозостойкость эпоксидных смол явилась сдерживающим фактором их широкого применения. С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются. Однако высокие затраты на производство таких труб привели к ограничению их распространения и применения [5].

Теплоизоляционные покрытия (теплоизолированные лифтовые трубы), с коэффициентом теплопроводности $0,01 \text{ Вт/(м}^{\circ}\text{К)}$ и менее. Теплоизоляция труб колоссально уменьшает потери тепла, поддерживает температуру потока выше температуры кристаллизации парафинов (Рисунок 3.6).



Рисунок – 3.6 Теплоизоляция трубопроводов

3.6.2 Физические методы

Этот метод основан на глубоком понимании структуры, свойств, механизмов образования асфальтосмолопарафинов. На процесс выпадения влияют множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс АСПО. Магнитные и электрические поля разнообразно влияют на адсорбцию парафина. Так, например, при положительном заряде электрического заряда снижается количество парафина, а при отрицательном наоборот. А вот магнитное поле всегда снижает количество парафина.

В 60-х годах прошлого столетия начали широко использоваться устройства, создающие магнитные поля (постоянные магниты и гидравлические устройства). Их можно отнести к наиболее перспективным методам, т.к. сокращает работу на электроэнергию и привлечения дополнительных работников [5].

Механизм действия магнитного поля на асфальтосмолопарафины заключается в изменении структуры кристаллов, делая их дееспособными на образование прочной корки на поверхности металла, потому что

сцепляемость уменьшается, структура парафина становится мягкой и рыхлой, тем самым АСПО выносятся газонефтяным потоком.

Существует интересная особенность воздействия магнитного поля на асфальто-смоло-парафиновые отложения. С увеличением воды в нефти и содержанием хлористых солей увеличивается эффект омагничивания. Флюид содержит в своем составе примеси железа 10-100 г/т. Эти примеси конструированы в форме агрегатов ферромагнитных микрокристаллов. Когда нефтяной поток проходит через магнитное поле происходит разрушение этих микрокристаллов на очень маленькие частицы длиной 0,3-0,5 мкм, диаметром 0,03-0,07 мкм и массой 10^{-14} г. Это значит, что с помощью магнитных устройств кристаллы осаждаются в виде тонкодисперсной, объемной взвеси – увеличение числа центров кристаллизации (мицеллообразование) парафинов. Плюс ко всему, магнитная обработка влияет на температуру застывания парафинов, она незначительно увеличивает ее на 4-6 °С [6]

Метод предупреждения отложений с помощью вибраций заключается в создании колебаний стенок трубопровода. Принцип действия тот же, вибрация не позволяет парафину плотно сцепиться с поверхностью металла, что он в свою очередь уносится потоком.

Таким образом, результаты применения этой технологии подтвердили положительную действенность, высокоэффективность борьбы с АСПО, так что можно спокойно оснащать приборы на выкидных линиях и в скважинах [5]

3.6.3 Химические методы

Предотвращение процесса образования и отложения парафина реализуется различными химическими средствами (ингибиторами). Они все различаются по своему механическому воздействию на АСПО – смачивающие (гидрофилизирующие), модифицирующие, моющие (детергентного действия), депрессаторы и диспергаторы [Марьин В.И.]. Несмотря на то что, существует множество технологий предотвращения,

химические методы зарекомендовали себя как «монополисты» из всех имеющихся средств.

Модификаторы – поверхностно-активные вещества с содержанием хлора, азота, серы (атактический пропилен, полиизобутилен, сополимеры этилена и сложных эфиров и другие). Эти реагенты модифицируют структуру кристаллов парафина в процессе фазового перехода, ослабляют его укрупнения. В результате чего, формируются недоразвитые дендритные кристаллы, структурно несоединенные друг с другом, что в итоге снижает температуру застывания и вязкость нефти. Модификаторы имеют сходную структуру с парафином, поэтому благоприятствует внедрению и соединению в растущий кристалл парафина. Существуют определенные условия, при котором может модифицироваться кристаллы: при температуре более высокой, чем температура помутнения раствора парафина (начальная стадия образования центров кристаллов); при температуре помутнения раствора парафина (с сокристаллизацией с кристаллами парафина); при температуре немного ниже, чем первоначальная температура помутнения (с адсорбцией на кристаллах парафина). Модификаторы не предотвращают начальную стадию соединения парафина с поверхностью металла, но они предотвращают когезию между частиц друг с другом, что в свою очередь уменьшают толщину парафинового слоя. Существуют такие реагенты-модификаторы: ДН-1, ВЭС-501, Азолят-7, С4160, С4117, СЭВА-28 и т.д. [2].

Ингибиторы смачивающего действия содержат поверхностно-активные вещества адгезионного характера: полиакриламид, силикаты, высокомолекулярные амфолиты, водорастворимые высокомолекулярные органические амины, фосфаты, сульфаты и т.д. К реагентам таких ингибиторов относятся: СПА, Е 2846, НоI Е 2846, РБИ-1, РБИ-2, ИКБ-2 и др. Что касается механизма действия ингибитора, то он, как мы говорили, носит адгезионный характер. Он смачивает внутреннюю поверхность

оборудования, делая ее гидрофильной, образуется полярный слой, который приводит к уменьшению отложений.

Применять ингибиторы рекомендуется в растворах керосина, дизельного топлива 60-80%. Закачка в скважину должна производиться в течении длительного времени, чтобы успела образоваться гидрофильная пленка, но перед этим необходимо остановить скважину, очистить стенки труб от парафиновых отложений [2].

Депрессаторы – широко-применяемый традиционный метод замедления образования асфальто-смоло-парафиновых отложений. Это поверхностно-активные вещества (полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатно-сульфанольные растворы) с высокомолекулярной массой 5000-6000. Принцип действия основан на смешение нефти с депрессаторами (депрессорами), которые не уменьшают содержание твердых компонентов нефти, а изменяют их поверхностные свойства, замедляется процесс кристаллизации твердых фаз, уменьшается прочность и температуру застывания парафинов. Молекулы депрессоров адсорбируются на поверхностях кристаллов парафинов, тем самым осложняют их агрегацию, т.е. они мешают формировать прочную кристаллическую решетку. Наиболее популярными и эффективными депрессорами являются Visco-5351, ТюмНИИ-77М, ИПХ-9, Дорад-1А, Азолят-7 [2].

Вещества образующие тонкодисперсную систему называют диспергаторами. При создании такой системы, потоку нефти легче уносить кристаллы парафинов со стенок труб. Они повышают теплопроводность нефти и, следовательно, замедляют процесс кристаллизации парафина. Это химические реагенты, в состав которых входят соли металлов, силикатно-сульфанольные растворы, сульфатированные щелочные лигнии. Применение реагентов используют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и солеотложениями промышленного оборудования [2].

В данный момент существует широкий спектр химических реагентов для борьбы с АСПО (Рисунок 3.7) [1]:

Хими- ческие	Удаление и предотвращение АСПО составами "ПермНИПИнефть".
	Ингибиторы СНПХ-7200, СНПХ-ИПГ-11, СНПХ-7800, СНПХ-7900, СНПХ-7800-7900, СНПХ-ИП-10, СНПХ-47, СНПХ-4410, СНПХ-9010 НПО "НИИнефтепрохм".
	ИКБ-4 "БашНИПИнефть".
	Составы "ТюмГНГУ".
	Составы "PETROLITE" (ХТ-48, VY-3827, RP-969), США.
	Составы "BAKER PERFORMANCE CHEMICALS".
	Туольная фракция "Волжский завод СК".
	ИНПАР-1, ИНПАР-2 "Уфимский завод синтетического спирта".
	МЛ-72, МЛ-80, ВРК. ПО "Полимер".
	ИПС-1, ИПС-2. НПО "Ангарск нефтеоргсинтез".
	Р-2, Р-4. Салаватский НХК, ПО "Азот".
	СНПХ-7100, СНПХ-7212, СНПХ-7212М, бутилбензольная фр., пиролизная смола. ПО "Оргсинтез".
	СНПХ-7214, СНПХ-7214Р, СНПХ-7215М, СНПХ-7205И, СНПХ-752, СНПХ-7821, СНПХ-7800, СНПХ-7523 Урусинский опытный хим. завод
	Гексановая фракция, Нижнекамский НХК.
	СНПХ-7р-1, СНПХ-7410 ТПУ "Татнефтепрохм".
	Инг-ры СНПХ-7р-10Н, СНПХ-7р-11, СНПХ-7р-8А, СНПХ-7р-8В Куйбышевский завод синт. спирта.
	Инг. СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, СНПХ-7909, удал. СНПХ-7870, СНПХ-7814, ИПГ-2 марки А, Б, В, инг.-р парафиноотложений компл. дейст. СНПХ-7941, сольвент нефтяной тяжелый, инг. СОНПАР

Рисунок 3.7 – Химические реагенты, применяемые на «А» месторождении

Помимо высокой стоимости химических реагентов, существует большая сложность с подбором эффективного ингибитора. Как правило, в процессе разработки существуют постоянные изменения условий эксплуатации, то здесь необходим профессионализм и промысловый опыт для борьбы с отложениями. Прежде чем выбрать конкретный ингибитор, необходимо знать точный состав асфальтосмолопарафинов, механизм его образования, и исследовать ингибитор в лабораториях к конкретному отложению. Окончательное решение зависит от объективного технико-экономического анализа.

3.7 Методы удаления АСПО

Методы удаления предполагают очистку уже образовавшихся АСПО на насосно-компрессорных трубах. Для этой цели разработана целая гамма различных технологических способов по ее ликвидации. Чтобы подобрать эффективный способ борьбы, следует подробно изучить состав, структуру, свойства отложений, при этом не должны забывать о технологической и

экономической выгоде. В настоящее время различают следующие методы: тепловые, химические, механические, биологические [3]

3.7.1 Тепловой метод удаления

Эти методы относятся к физическим методам. Однако традиционно их выделяют в самостоятельную группу – тепловые(термические) методы. Они основаны на способности парафина плавиться при температуре выше 50°C. Удаление АСПО из труб в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет снижения сил сцепления отложений на поверхности контакта с металлической трубой, отделения массы АСПО и последующий вынос её с потоком прокачиваемой горячей жидкости, плюс ко всему, происходит расплавление и последующее растворения массы АСПО в потоке горячей нефти при повышении температуры. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который можно помещать непосредственно в зону отложений или на устье скважины, где он будет вырабатывать теплосодержащий агент.

В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти, пара или воды в качестве теплоносителя;
- электропечей наземного и скважинного оборудования;
- индукционных электродепарафинизаторов;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции;
- применение кабельных систем электропрогрева.

Наиболее распространенной технологией удаления АСПО является закачка горячей нефти. При этом кроме расплавления АСПО происходит растворение их в нефти.

Преимущества технологии:

- простота реализации технологии;
- минимизация затрат на закупку химических реагентов.
- Недостатки технологии:
- зависимость качества обработки от температуры нефти;

- достаточные расходы на проведение обработок;
- пожароопасность [4].

Сущность технологии заключается в нагреве нефти специальным агрегате для депарафинизации скважин (АДПМ) и закачке разогретой нефти в скважину. При этом разогретая нефть может закачиваться как непосредственно в НКТ, так в затрубное пространство. Наиболее предпочтительным методом является закачка горячей нефти в затруб.

Обвязка наземного оборудования производится по следующей схеме, представленной на рисунке 3.8 и 3.9.

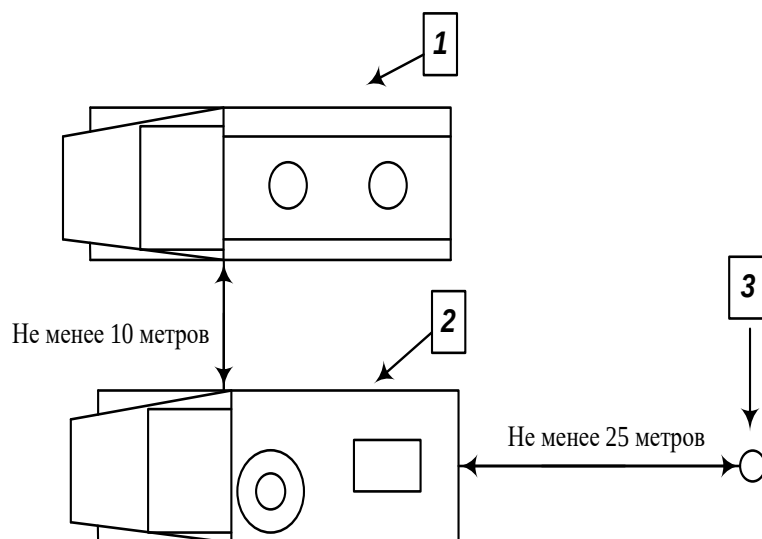


Рисунок 3.8 – Схема обвязки наземного оборудования (1 – автоцистерна, 2 – агрегат типа АДПМ, 3 – устье скважины).

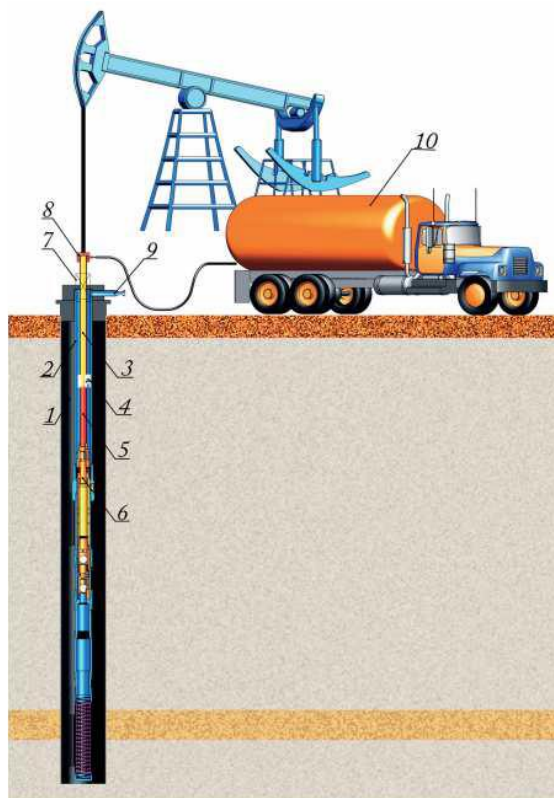


Рисунок 3.9 - Схема установки для тепловой обработки скважины горячим теплоносителем: 1-эксплуатационная колонна; 2-колонна НКТ; 3-колонна полых штанг; 4-перепускная муфта; 5 - колонна штанг; 6 – насос; 7 – устьевой сальник; 8-обратный клапан; 9-выкид в систему сбора продукции; 10-АДПМ.

Существуют различные варианты сочетания обработки скважин теплоносителями с добавками различных химических реагентов повышающих моющую способность теплоносителей и снижающих, тем самым, их расход и необходимую температуру нагрева. Сочетание магнитной обработки теплоносителя с тепловой обработкой скважины этим теплоносителем тоже дает определенный эффект, однако, в целом, тепловая обработка теплоносителем является устаревшим, дорогостоящим и малоэффективным методом борьбы с АСПО [5].

Одним из видов тепловой обработки скважин является использование электрических нагревательных кабельных линий. Принцип их действия относительно прост: к кустам подводится высоковольтная линия, к которой через понижающий трансформатор, подключается кабель с реактивным сопротивлением. Этот кабель спускается в скважину и за счет

преобразования электрической энергии в тепловую, поддерживает температуру насосно-компрессорной трубы на уровне 80°C, для предотвращения отложений АСПО (Рисунок 3.10).



Рисунок 3.10 – Установка для спуска нагревательного кабеля и депарафинизации

Данный способ обеспечивает 100% предотвращение образования АСПО в скважине, но вместе с тем он очень дорог. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения АСПО, практически сведут на нет рентабельность нефтедобычи. Однако, при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется наиболее оптимальным решением.

Тепловым методом обработки является и закачка водяного пара, вместо воды под высоким давлением через систему ППД (Рисунок 3.11). Благодаря повышенной температуре (около 300°C) пар разогревает нефть и обеспечивает приток в призабойную зону подогретой нефти, благодаря этому уровень различных отложений, в том числе и АСПО, значительно снижается.

Однако данный способ чрезвычайно энергозатратен и поэтому может быть реализован лишь в отдельных случаях [5].

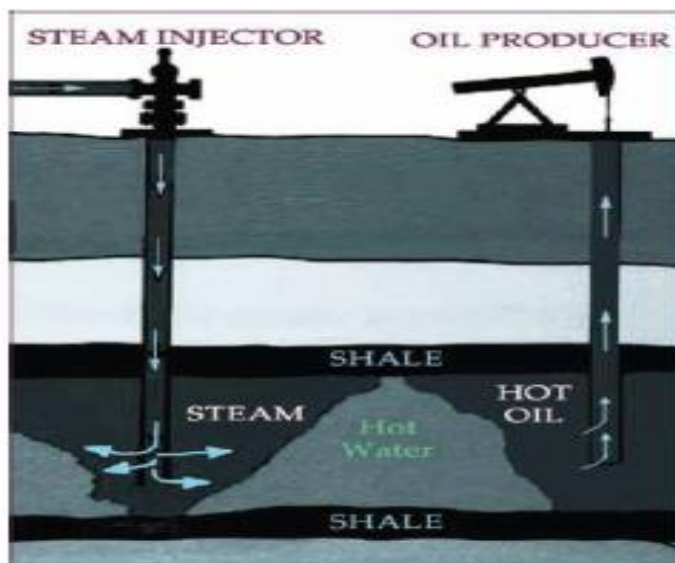


Рисунок 3.11 – Схема вытеснения и прогрева нефти водяным паром

Наиболее современным способом тепловой обработки скважин и трубопроводов является их прогрев СВЧ излучением. Такие методики относительно недавно применяются и демонстрируют хорошую эффективность. При этом, они сохраняют многие недостатки, характерные для большинства методов тепловой обработки: требуется остановка оборудования, высоки энергозатраты и капитальные затраты на приобретение оборудования [5].

3.7.2 Механический способ удаления

Избавиться от образовавшихся отложений можно механическим методом. Данный способ удаления основан на механическом соскабливании со стенок труб АСПО различными скребками и выносе его потоком поднимаемого флюида.

В зависимости от конструкции скребков они срезают парафиновую массу или при движении вверх, или при движении вниз и вверх, или при движении вверх и при повороте вокруг оси трубы. Различают скребки

непрерывного и периодического действия в зависимости от того, как запроектирован процесс депарафинизации подъемных труб (непрерывный или периодический) [3].

Современные конструкции скребков достаточно эффективны для удаления АСПО, однако, их применение чаще всего, требует остановки технологического оборудования. Кроме этого, применение данных устройств невозможно на скважинах, оборудованных штанго-глубинными насосами (ШГН), а в трубопроводах, возможно только на отдельных прямых участках оборудованных загрузочными и разгрузочными камерами, байпасными линиями и постоянным диаметром трубы. Применение же их в другом технологическом оборудовании невозможно. Очевидно, что использование скребков - наименее затратный способ очистки скважин и трубопроводов, но область применения его достаточно ограничена, кроме этого, частая остановка технологического оборудования для ремонта (очистки), также снижает рентабельность нефтедобычи.

Очистка труб и технологического оборудования вручную тоже является одним из разновидностей методов механической очистки, но в современных условиях, чаще всего, он применяется при ремонте сложного технологического оборудования (сепараторы, отстойники, электро-дегидраторы, резервуары).

Применение лебедки Сулейманова (Рисунок 3.12) эффективно как при удалении уже образовавшихся отложений, так и при их предупреждении. Устройство выполнено в виде модульной конструкции, содержащей редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, контроллера системы управления работой лебедки по заданной программе. Ею предусмотрена работа, как в автоматическом, так и в ручном режиме [3].



Рисунок 3.12 – Лебедка Сулейманова

Работает лебедка Сулейманова очень просто. Подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину, после чего поднимается вверх. С помощью этой несложной операции и очищаются стенки НКТ от парафина, и скважина начинает свободно «дышать». Работа лебедки может выполняться и непрерывно, и периодически, она монтируется на лубрикаторе устьевой арматуры скважины, а станция управления — в непосредственной близости. Состояние лебедки, т.е. находится ли она в работе либо остановлена, выводится на систему телемеханики ЦДНГ. Здесь специалисты следят за работой данного оборудования.

Необходимость использования механической депарафинизации скважины (МДС) вызвана большей трудоемкостью ручного производства

спуска и подъема скребков на скважинах с активными парафиноотложениями, а также удаленностью кустовых площадок от цеха. Метод лебедки Сулейманова обеспечивает продолжительный период работы скважин, позволяет не допускать снижения подачи глубинно-насосного оборудования (ГНО) из-за отложений АСПО [3].

3.7.3 Биологический метод удаления

Современная экологически чистая технология основана на использовании микробной ассоциации углеводородоокисляющих бактерий (как аэробные, так и анаэробные), активно трансформирующей АСПО, отлагающегося внутри насосно-компрессорных труб (НКТ) и призабойной зоне пласта. Способ заключается в подаче в скважину или призабойную зону пласта биоценоза углеводород окисляющих бактерий в стимулирующей их рост среде. Предусмотрена выдержка данного раствора в месте обработки в течение 5-7 суток. Способ применяется и для высокотемпературных скважин, оборудованных скважинным насосом, но в этом случае осуществляется предварительное замещение скважинной жидкости на поверхностно-активную жидкость до уровня приема насоса с последующим ее кругооборотом в системе «скважина – наземное оборудование» до установления оптимальной для жизнедеятельности углеводородоокисляющих микроорганизмов температуры [4].

В результате обработки в короткий срок бактерии вырабатывают биопавы, что способствует интенсивному отмыву от АСПО рабочих поверхностей оборудования. Реализация технологии не требует специальных подготовительных работ. Цикл обработки занимает примерно неделю и включает в закачку биомассы микроорганизмов и биогенов в циркуляцию. В результате жизнедеятельности анаэробные бактерии переводят длинноцепочечные молекулы твердых парафинов в жидкое состояние. Микроорганизмы при окислении углеводородов используют углерод как

источник питания и как энергетический материал. В результате жизнедеятельности микроорганизмов образуются органическая и жирные кислоты (монокарбоновая, уксусная, муравьиная и др.). Жирные кислоты обладают поверхностно-активными свойствами и способствуют отмыванию АСПО со стенок НКТ. Промежуточными продуктами окисления углеводорода являются альдегиды, спирты, перекисные соединения. Такие продукты жизнедеятельности как биоПАВ, биополимеры, а также слизистые капсулы, которые обволакивают микробы, способствуют замедлению отложения кристаллов АСПО на стенках НКТ.

Таким образом, в результате жизнедеятельности углеводородо-окисляющих микроорганизмов образуются вещества, обладающие комплексными разрушающими, отмывающими, ингибирующими АСПО свойствами. Технологический эффект при использовании данной технологии проявляется в виде увеличения межочистного периода и облегчении проведения ремонта скважин. В среднем после обработки скважина не нуждается в дополнительных промывках шесть месяцев, но в зависимости от условий частота обработок может изменяться от четырех до двенадцати месяцев [12].

4 РАСЧЕТНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Расчётная часть

Определить зону выпадения парафина в скважине.

Исходные данные:

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	104
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{н.с}$	5
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{н.с}$	4
Геотермический градиент, °С/м	Γ_t	0,01
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	3200
Условный диаметр НКТ, м	D	0,06
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг·°С)	C	1700
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·°С)	K_s	3,5
Дебит скважины массовый, кг/с	M	0,58
Температура окружающей среды на глубине заложения трубопровода, °С	$T_{о.с}$	-0,2
Длина трубопровода, м	$L_{тр}$	1480
Диаметр трубопровода, м	$D_{тр}$	0,114
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр}^{сеп}$	56
Давление в скважине, МПа	P	Табл. 4.1
Содержание растворенного газа, м³/т	$\Gamma_{ф}$	Табл. 4.5
Давление насыщения, Мпа	$P_{нас}$	13,3
Газонасыщенность нефти, м³/т	$\Gamma_{ом}$	156
Плотность дегазированной нефти, кг/м³	$\rho_{i\bar{A}}$	815
Плотность газа, кг/м³	$\rho_{\bar{A}}$	1,356
Содержание в газе азота, %	Y_a	0,25
Содержание метана в газе, %	Y_M	53,2

Распределение давления по глубине скважины:

Таблица 4.1

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Давление Р, МПа	0,8	1,8	2,9	4,1	5,4	6,8	8,3	9,9	11,5	13,2	14,9	16,5	18,2

Алгоритм решения.

1. Температура окружающей среды на забое скважины.

$$T_{oc}^{nl} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ck} = 5 + 0,01 \cdot 3200 = 37 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

2. Расчет температуры потока в скважине.

Точка 1. $L=L_{ck}$; $T_{нач}=T_{пл}=104^{\circ}\text{C}$.

Точка 2. $L=3000$ м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 3000) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 3000) \right) = 95,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 3. $L=2700$ м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 2700) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 2700) \right) = 84,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 4. $L=2400$ м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 2400) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 2400) \right) = 74,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 5. $L=2100$ м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 2100) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 2100) \right) = 65,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 6. L=1800 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1800) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1800) \right) = 58,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 7. L=1500 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1500) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1500) \right) = 51,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 8. L=1200 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1200) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1200) \right) = 45,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. L=1000 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 1000) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 1000) \right) = 41,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. L=900 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 900) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 900) \right) = 40,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. L=600 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 600) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 600) \right) = 35,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 12. L=300 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 300) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 300) \right) = 30,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 13. L=0 м.

$$T = T_{oc}^{nl} - \Gamma_T \cdot (L_{ck} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{нач} - T_{oc}^{nl} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{ck} - L) \right)$$

$$T = 104 - 0,01 \cdot (3200 - 0) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} +$$

$$+ \left(104 - 37 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,58}{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,06 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,58} (3200 - 0) \right) = 26,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таблица 4.2 для полученной температуры потока в скважине

Параметры	Глубина Лскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура потока Т, °С.	26,1	30,4	35,1	40,1	41,9	45,6	51,6	58,3	65,9	74,4	84,2	95,5	104,0

3. Вычисляем давление насыщения нефти газом при температуре потока:

$$P_{наст} = P_{нас} + \frac{t - t_{пл}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_{ом}(y_m - 0,8y_a)}}$$

Точка 1. t=104 °С

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 104}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 13,3 \text{ МПа}$$

Точка 2. t=95,5 °С

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 95,5}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 12,4 \text{ МПа}$$

Точка 3. t=84,2 °С

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 84,2}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 11,2 \text{ МПа}$$

Точка 4. t=74,4 °С

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 74,4}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 10,1 \text{ МПа}$$

Точка 5. t=65,9 °С

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 65,9}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 9,2 \text{ МПа}$$

Точка 6. t=58,3 °С

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 58,3}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 8,4 \text{ МПа}$$

Точка 7. t=51,6 °С

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 51,6}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 7,6 \text{ МПа}$$

Точка 8. $t=45,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 45,6}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 7,0 \text{ МПа}$$

Точка 9. $t=41,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 41,9}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 6,6 \text{ МПа}$$

Точка 10. $t=40,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 40,1}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 6,4 \text{ МПа}$$

Точка 11. $t=35,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 35,1}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 5,8 \text{ МПа}$$

Точка 12. $t=30,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 30,4}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 5,3 \text{ МПа}$$

Точка 13. $t=26,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$

$$P_{наст} = 13,3 + \frac{104 - 26,1}{9,157 + \frac{701,8}{156(53,2 - 0,8 \cdot 0,25)}} = 4,9 \text{ МПа}$$

Таблица 4.3 для полученного давления насыщения нефти газом при температуре потока в скважине:

Параметры	Глубина Лскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Давление насыщения нефти газом $P_{наст}$, МПа	4,9	5,3	5,8	6,4	6,6	7,0	7,6	8,4	9,2	10,1	11,2	12,4	13,3

4. Рассчитываем объем выделившегося из нефти газа:

$$\left(\frac{G_{OMi}}{G_{OM}}\right)_t = 1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f; G_{OMi} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right); f = 0,32 + 1/(Y_a^2 + 1,567)$$

$$f = 0,32 + 1/(Y_a^2 + 1,567) = 0,32 + 1/(0,25^2 + 1,567) = 0,93$$

Точка 1. P=7,0 МПа; P_{нас}=13,3 МПа.

$$G_{OM1} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right) = 156 \left(1 - \left(\frac{7,0 - 0,1}{13,3 - 0,1}\right)^{0,93}\right) = 3,8 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 2. P=6,6 МПа; P_{нас}=13,3 МПа.

$$G_{OM1} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right) = 156 \left(1 - \left(\frac{6,6 - 0,1}{13,3 - 0,1}\right)^{0,93}\right) = 26,7 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 3. P=6,4 МПа; P_{нас}=13,3 МПа.

$$G_{OM1} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right) = 156 \left(1 - \left(\frac{6,4 - 0,1}{13,3 - 0,1}\right)^{0,93}\right) = 53,7 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 4. P=5,8 МПа; P_{нас}=13,3 МПа.

$$G_{OM1} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right) = 156 \left(1 - \left(\frac{5,8 - 0,1}{13,3 - 0,1}\right)^{0,93}\right) = 76,2 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 5. P=5,3 МПа; P_{нас}=13,3 МПа.

$$G_{OM1} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right) = 156 \left(1 - \left(\frac{5,3 - 0,1}{13,3 - 0,1}\right)^{0,93}\right) = 101,5 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 6. P=4,9 МПа; P_{нас}=13,3 МПа.

$$G_{OM1} = G_{OM} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{нас} - 0,1}\right)^f\right) = 156 \left(1 - \left(\frac{4,9 - 0,1}{13,3 - 0,1}\right)^{0,93}\right) = 130 \text{ м}^3/\text{т}$$

Таблица 4.4 для полученного объема выделившегося из нефти газа:

Параметры	Глубина Лскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Объем выделившегося из нефти газа G _{OMi} , м ³ /т	130,0	101,5	76,2	53,7	26,7	3,8	0	0	0	0	0	0	0

5. Рассчитываем количество растворенного газа

$$G_{\phi} = G_{OM} - G_{OMi}$$

Точка 1. L=3200.

$$G_{\phi 1} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 2. L=3000.

$$G_{\phi 2} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 3. L=2700.

$$G_{\phi 3} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 4. L=2400.

$$G_{\phi 3} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 5. L=2100.

$$G_{\phi 5} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 6. L=1800.

$$G_{\phi 6} = 156 - 0 = 156 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 7. L=1500.

$$G_{\phi 7} = 156 - 0 = 0 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 8. L=1200.

$$G_{\phi 8} = 156 - 3,8 = 152,2 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 9. L=1000.

$$G_{\phi 9} = 156 - 26,7 = 129 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 10. L=900.

$$G_{\phi 10} = 156 - 53,7 = 102,3 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 11. L=600.

$$G_{\phi 11} = 156 - 76,2 = 79,8 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 12. L=300.

$$G_{\phi 11} = 156 - 101,5 = 54,5 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 13. L=0.

$$G_{\phi 11} = 156 - 130 = 26 \text{ м}^3/\text{т}$$

Таблица 4.5 для полученного количества растворенного газа:

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Количество растворенного газа Гф, м3/т	26,0	54,5	79,8	102,3	129,0	152,2	156,0	156	156	156	156	156	156

6. Расчет температуры кристаллизации парафина в скважине

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi}$$

Точка 1. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=3200$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 18,2 - 0,1 \cdot 156 = 44,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 2. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=3000$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 16,5 - 0,1 \cdot 156 = 43,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 3. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=2700$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 14,9 - 0,1 \cdot 156 = 43,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 4. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=2400$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 13,2 - 0,1 \cdot 156 = 43,0 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 5. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=2100$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 11,5 - 0,1 \cdot 156 = 42,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 6. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=1800$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 9,9 - 0,1 \cdot 156 = 42,4 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 7. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=1500$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 8,3 - 0,1 \cdot 156 = 42,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 8. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=1200$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 6,8 - 0,1 \cdot 152,2 = 42,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 9. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=1000$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 5,4 - 0,1 \cdot 129 = 44,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 10. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=900$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 4,1 - 0,1 \cdot 129 = 46,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 11. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=600$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 2,9 - 0,1 \cdot 79,8 = 48,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 12. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=300$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 1,8 - 0,1 \cdot 54,5 = 50,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 13. Температура кристаллизации на забое скважины при $L=0$ м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{KP} = T_{KP}^{CEП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 0,8 - 0,1 \cdot 26 = 53,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Таблица 4.6 для полученной кристаллизации парафина:

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура кристаллизации Ткр, °С.	53,6	50,9	48,6	46,6	44,2	42,1	42,1	42,4	42,7	43,0	43,4	43,7	44,0

7. Рассчитываем температуру окружающей среды

$$T_{o.c} = T_{нс} + \Gamma_T \cdot L_{ск}$$

Точка 1. L=3200 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 3200 = 37^{\circ}C$$

Точка 2. L=3000 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 3000 = 35^{\circ}C$$

Точка 3. L=2700 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 2700 = 32^{\circ}C$$

Точка 4. L=2400 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 2400 = 29^{\circ}C$$

Точка 5. L=2100 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 2100 = 26^{\circ}C$$

Точка 6. L=1800 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 1800 = 23^{\circ}C$$

Точка 7. L=1500 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 1500 = 20^{\circ}C$$

Точка 8. L=1200 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 1200 = 17^{\circ}C$$

Точка 9. L=1000 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 1000 = 15^{\circ}C$$

Точка 10. L=900 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 900 = 14^{\circ}C$$

Точка 11. L=600 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 600 = 11^{\circ}C$$

Точка 12. L=300 м

$$T_{o.c} = 5 + 0,01 \cdot 300 = 8^{\circ}C$$

Точка 13. L=0 м

$$T_{o.c} = -0,2^{\circ}C$$

Таблица 4.7 для полученной температуры окружающей среды:

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура окружающей среды То.с, °С.	-0,2	8	11	14	15	17	20	23	26	29	32	35	37

Таблица 4.8 суммирующих данных по скважине:

Параметры	Глубина Lскв, м												
	0	300	600	900	1000	1200	1500	1800	2100	2400	2700	3000	3200
Температура потока Т, °С.	26,1	30,4	35,1	40,1	41,9	45,6	51,6	58,3	65,9	74,4	84,2	95,5	104,0
Температура кристаллизации Ткр, °С.	53,6	50,9	48,6	46,6	44,2	42,1	42,1	42,4	42,7	43,0	43,4	43,7	44,0
Температура окружающей среды То.с, °С.	-0,2	8	11	14	15	17	20	23	26	29	32	35	37

8. Влияние диаметров насосно-компрессорных труб на выпадение АСПО в скважине:

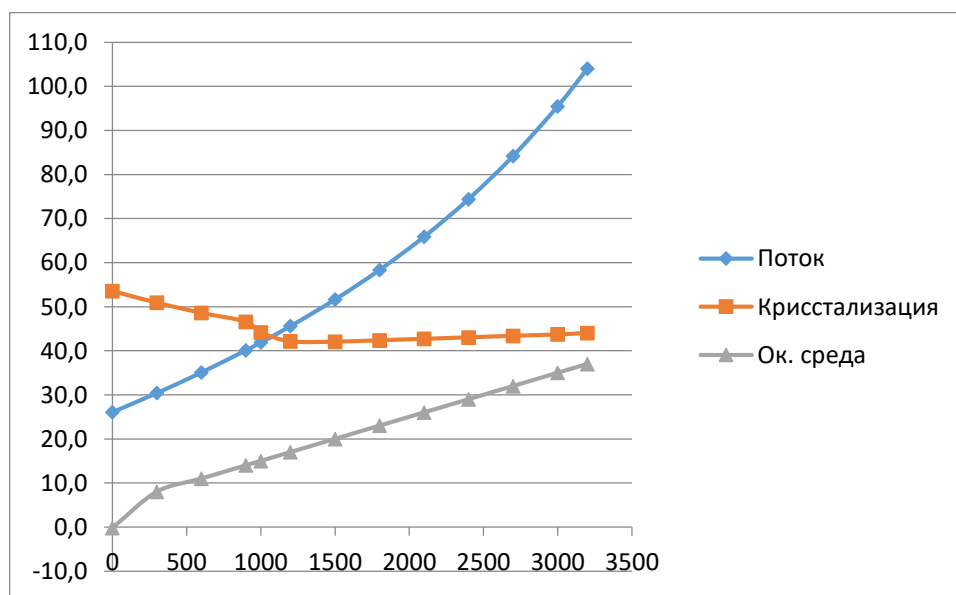


Рисунок 4.1 – D=0,06 м

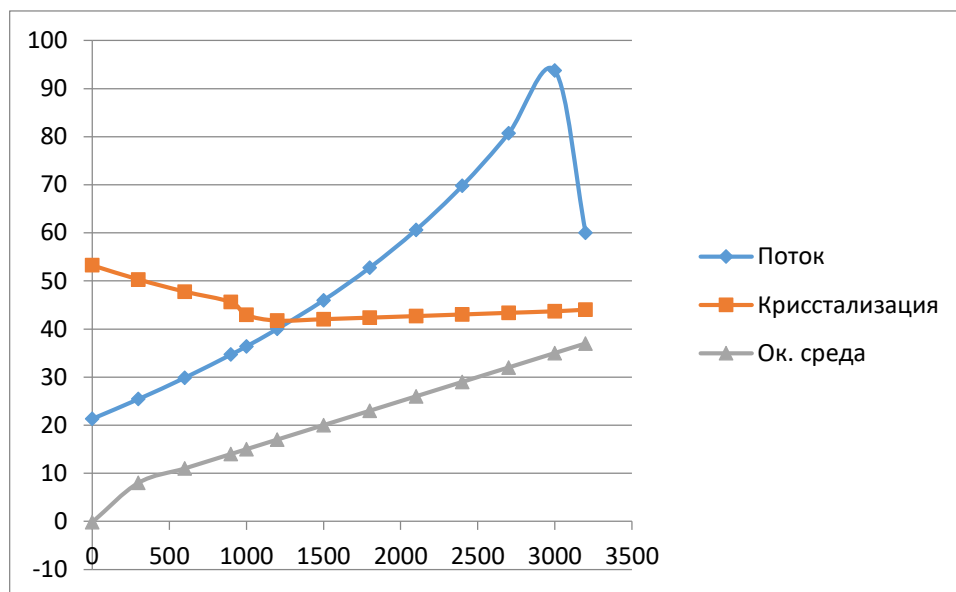


Рисунок 4.2 – $D=0,073$ м

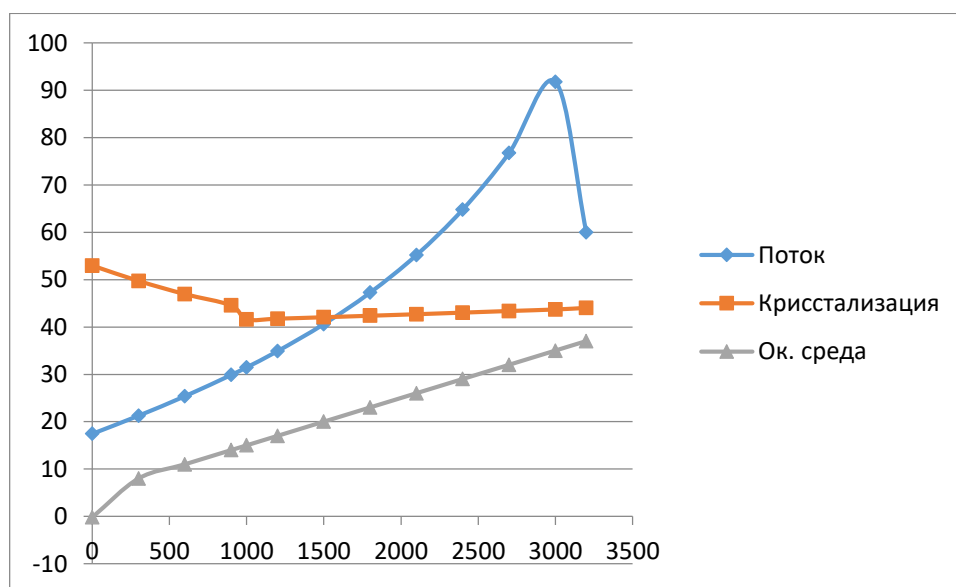


Рисунок 4.3 – $D=0,089$ м

9. Влияние дебитов на выпадение АСПО в скважине

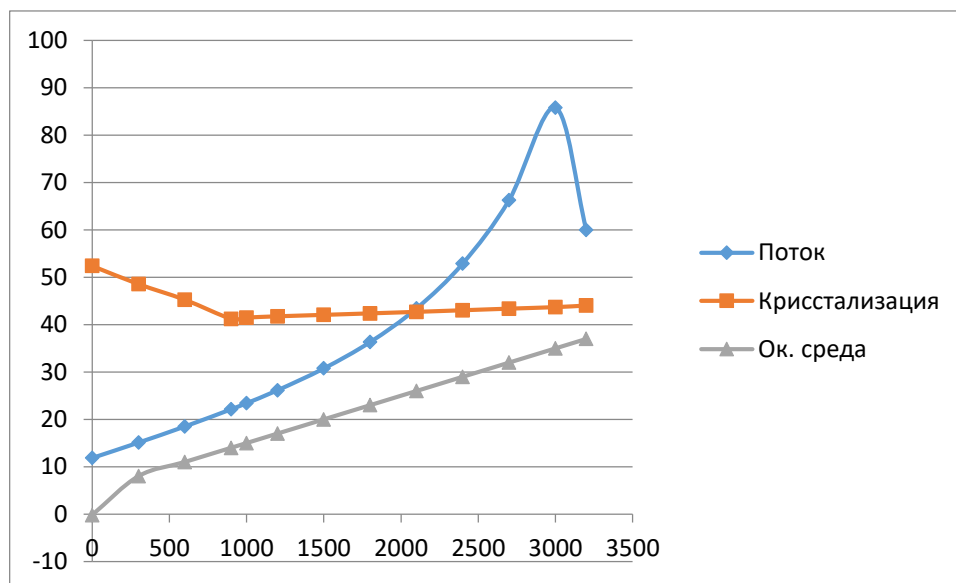


Рисунок 4.4 – $Q = 0,25 \text{ кг/с}$

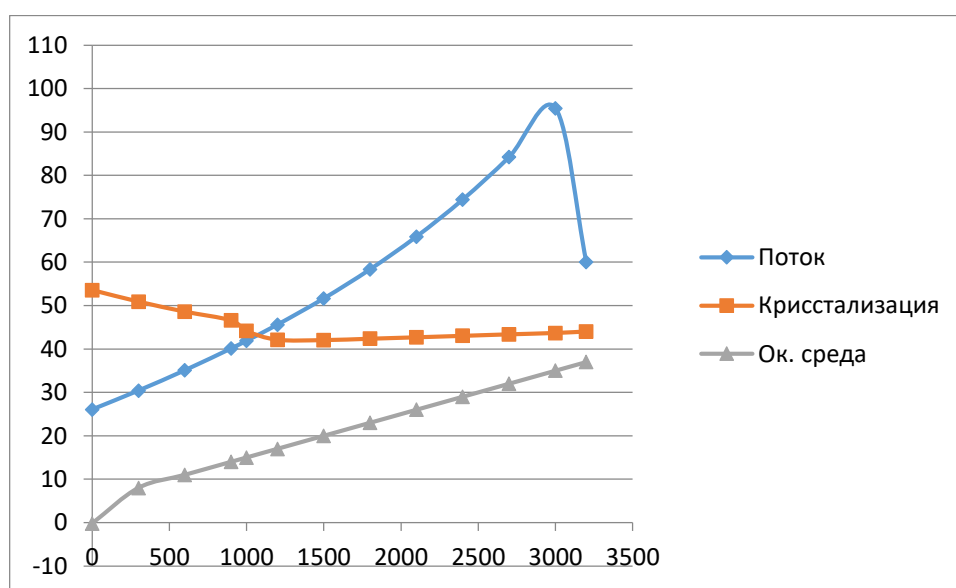


Рисунок 4.5 – $Q = 0,58 \text{ кг/с}$

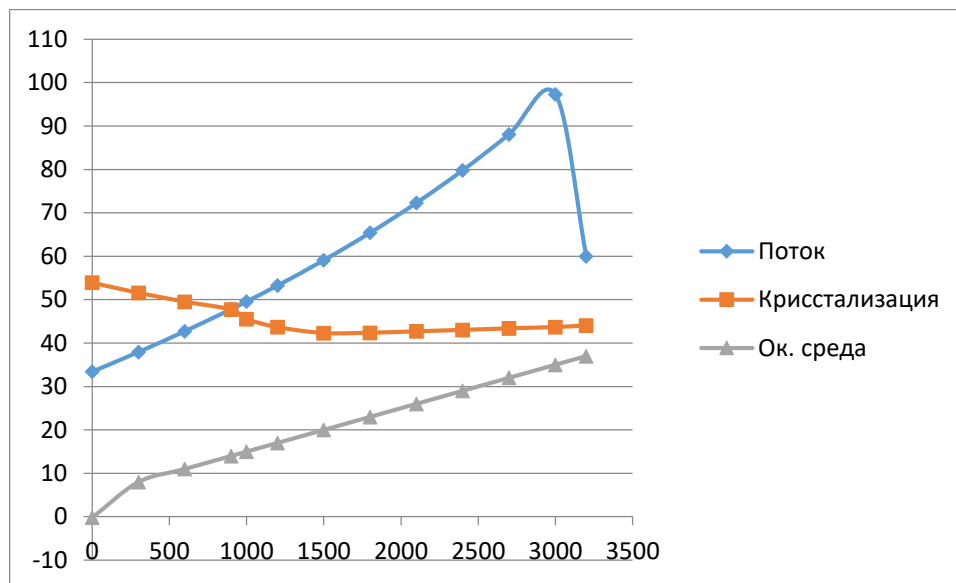


Рисунок 4.6 – $Q = 0,75 \text{ кг/с}$

Вывод: с увеличением диаметра НКТ и/или уменьшения дебита, увеличивается глубина залегания АСПО. Рекомендуется использовать диаметр трубы $d=0,06 \text{ м}$, дебит $Q= 0,75 \text{ кг/с}$, тогда уменьшается глубина залегания АСПО.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности ПАО "Газпромнефть-Восток"

ПАО «Газпром нефть» является одной из ведущих компаний, занимающихся добычей углеводородного сырья в России.

Компания была основана в 1995 году и в настоящий момент входит в четверку наиболее крупных нефтяных компаний, а по приросту добычи в физическом выражении занимает первое место.

«Газпром нефть» является первой компанией, которая начала разрабатывать Российские шельфовые месторождения.

За 2016 год компанией было добыто более 85 млн т нефти, чистая прибыль составила 200 млн р.

ПАО «Газпром нефть» осуществляет добычу в том числе и в Томской области – одним из основных месторождений является «А», рассматриваемое в данной работе.

5.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи

Для «А» месторождения одной из характерных проблем является выпадение АСПО в скважине.

Данные отложения сокращают дебит скважины, становятся причиной регулярных ремонтных работ, увеличивают операционные затраты на добычу продукции.

В дипломной работе предлагается применение технологии греющего кабеля, которое позволит сократить выпадение АСПО, тем самым увеличит время работы скважины, дебит нефти, позволит сократить межремонтный период.

Рассчитаем экономическую эффективность применения данного оборудования.

Как показывают исследования, применения греющего кабеля позволит увеличить дебит нефти с 27 до 33 т/сут, при этом обустройство скважины обойдется в 750 000 р.

Исходные данные приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Принятые цены, курсы валют, коэффициенты для расчётов

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 10.06.2017 г.*	руб./долл.	57
	Цена реализации нефти, Томская область**	руб. за тонну	12500
	Постоянные операционные затраты на работу скважины	\$ за тонну	10
	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,21
	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,87
	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
	Норма рентабельности,	%	20
	Налог на прибыль	%	20
1	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки до проведения мероприятия	27	
2	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки после проведения мероприятия	33	
3	Объём капитальных вложений на проведение операции, млн. руб.	0,75	
4	Увеличение эксплуатационных на обслуживание греющего кабеля, млн. руб.	+0,1	
5	Постоянные операционные затраты на работу скважины, млн. руб. в год	1,5	

5.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объём инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, (1)$$

где I_0 – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование капитальных издержек на работу системы, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Qi, (2)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i -том году, млн. тонн;

n – период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_0 = q * F * \sum_{i=1}^n k (3)$$

где R_0 – выручка от реализации, млн. руб.;

q – среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – количество рабочих дней в году;

k – количество вводимых скважин в i -том году нарастающим итогом,

ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4)$$

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = P_i / I_i \quad (5)$$

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / P_i \quad (6)$$

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

$$B_t = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t,$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t -м году тыс. руб.;

Q_n , Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t -м году тыс. тонн.

Внутренняя

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объёма производства.

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать

двумя способами: absorption costing (традиционный способ, с полным распределением затрат); marginal costing (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании absorption costing в период роста объёма продаж прибыль может уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли. Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает. Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства. Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65%.

Цель анализа безубыточности (*Cost-profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определённый уровень производительности (дебит скважины) или объём производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B/(w-a), (9)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта.

Таблица 5.2 – Результаты расчета порога рентабельности

п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
.	Основные экономические показатели			
.	Эксплуатационные затраты на мероприятие, млн. руб.	1,5	1,6	0,1
.	Выручка от реализации, млн. руб.:	117,11	143,14	26,03
.	- себестоимость добычи; млн. руб	93,69	93,79	0,10
.	- прибыль, млн. руб	23,42	49,35	25,93
.	Эффективность от деятельности			
.	Рентабельность, %	20,0	34,5	14,5
.	Срок окупаемости капитальных вложений, лет			0,28 года (3 месяца)

Таблица 5.3 -Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	143137,50
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	49347,50
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	93790,00
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	56274
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	37516,00
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	86863,50
7.Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	60,69
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	60500
9.Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	143123,18
- в натуральном выражении, тыс. руб		122637,50

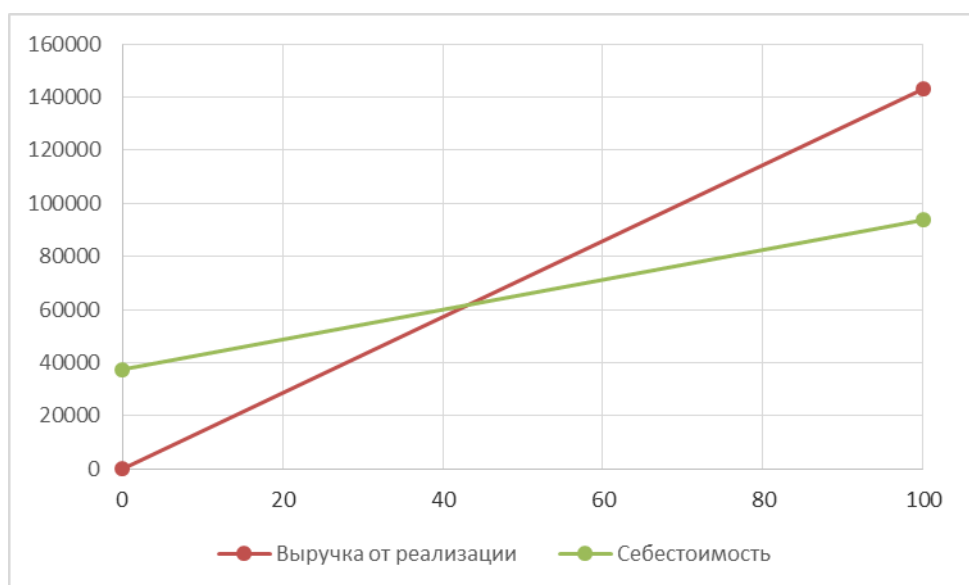
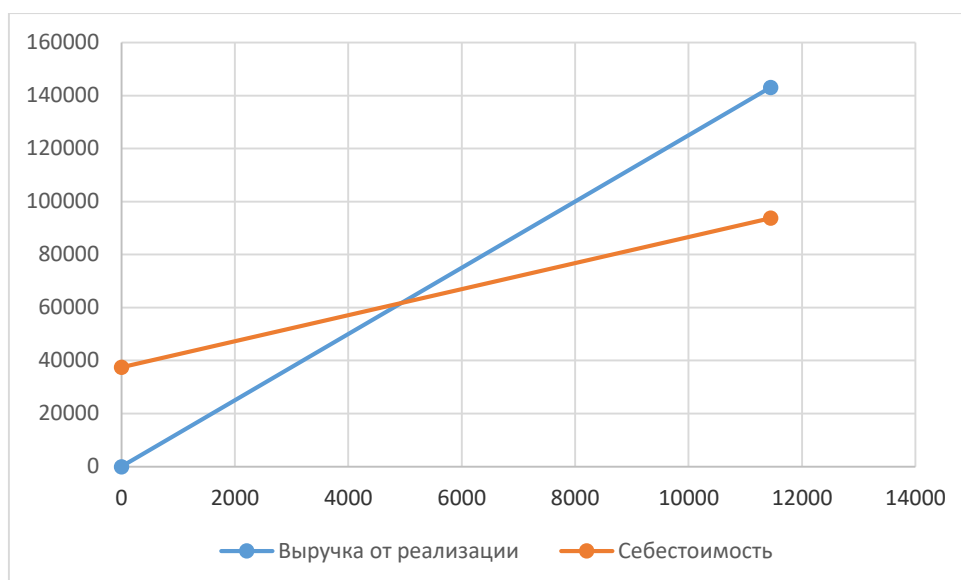


Рисунок 6.1 – График порога рентабельности

Таблица 5.4 – Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	143137,50
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	49347,50
3.Себестоимость реализуемой продукции, тыс. руб	с	93790,00
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	4914,3
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	37516
6.Цена 1 тонны, руб.	w	12500
7.Объём добычи, тонн в год	Q	11451
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	5050



6.2 - График точки безубыточности проекта

Вывод:

В результате проведения мероприятия прирост добычи составил 8 т/сут, рентабельность возросла с 20% до 34,5%. Можно сделать вывод что введение данного мероприятия является экономически оправданным, срок окупаемости составляет 3 месяца.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

Любой вид деятельности человека связан с определенными факторами, направленными на усугубление и ухудшения здоровья. В нашем случае объектом исследования является кустовая площадка «А» месторождения, где производятся различные технологические операции по извлечению нефти и газа. Проанализированы возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на площадке, рассмотрены комплексные методы предупреждения и ликвидации.

6.1. Производственная безопасность

Администрация предприятий обязана обеспечивать надлежащее техническое оборудование и создавать для них условия работы, соответствующие правилам охраны труда (правилам по технике безопасности, санитарным нормам и правилам и др.).

Согласно ГОСТ 120003-74. ССБТ, вредные и опасные факторы на кустовой площадке могут быть весьма разнообразными, их можно классифицировать по нескольким группам: механические, физические, химические, психофизиологические. [8]

6.2 Анализ вредных факторов

6.2.1 Климат

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий относят сложные климатические условия.

Основными параметрами характеризующий климат определяют следующие условия: температура, относительная влажность, скорость ветра, барометрическое давление. Все эти параметры влияют на организм человека, по которым можно определить самочувствие.

Климатические условия меняются как по сезонам, так и в течении дня. Терморегуляция организма поддерживается температурой тела в пределах 36-37°C. Обеспечивается температурное равновесие между человеческим организмом и внешней средой. Регулярное нахождение работника в среде с высокой температурой увеличивает вероятность перегрева организма, тем самым вызвав гипертермию, что в дальнейшем может привести к тепловому удару с потерей сознания. Основными симптомами перегрева являются: общая слабость, тошнота, головокружение, шум в ушах. Интенсивное потоотделение – угроза дегидратации организма. Например, при температуре 38,8°C в состоянии покоя человека достигает 300 г/ч. При движении они значительно увеличиваются. Влажность воздуха окружающей среды также значительно сильно влияет на организм. При высокой влажности воздуха 70-85% человеку сложнее работать, а если она сочетается с высокой температурой, то вдвойне, так как пот испаряется с трудом. В таблице 6.1 приведено время пребывания человека (мин) в условиях высоких температур, со скоростью ветра 0,1-0,2 м/с [8].

Таблица 6.1 – Длительность пребывания человека в условиях высоких температур.

Относительная влажность воздуха, %	Степень воздействия	Время пребывания человека, мин, в условиях температур, °С			
		40	50	60	70
15-20	Безопасное	40 и выше	30	20	10
	Допустимое	40 и выше	60	40	20
	Максимально допустимое	40 и выше	90	60	35
70-75	Безопасное	120	15	10	5
	Допустимое	180	30	15	10
	Максимально допустимое	240	60	30	20

Неблагоприятное воздействия оказывает не только высокая, но и низкая температура. Наибольшую опасность для человека представляет переохлаждение организма (гипотермия). При температуре тела 30°C у человека начинает возникать трепетное сердцебиение, а в дальнейшем остановка дыхания. Очень тяжело работать в низких температурах с высокой влажностью и скоростью ветра. Во избежание переохлаждения работникам не следует во время перерывов в работе находиться на холоде в течение более 10 мин при температуре воздуха до -10°C и не более 5 мин при температуре воздуха ниже -10°C. Для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения. Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м – для необогреваемых помещений. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25°C [7].

6.2.2 Повышенный уровень шума

Беспорядочные звуковые колебания на рабочем месте при контакте с человеком могут оказывать влияние на весь организм работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума

приводит к нарушению артериального давления, ритма сердца, а также влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Основные источники шума: машины, механизмы, шум от трансформаторов на станции управления, агрегаты.

Шум в пределах 30-35 дБ комфортен для человека и не вызывает беспокойства. При 40-75 дБ создает нагрузку на организм человека, вызывает утомляемость, нервозы при длительном воздействии. Свыше 80 дБ может привести к потере слуха. В таблице 6.2 приведены результаты повышенного воздействия шума на слух работников [9].

Таблице 6.2 - Воздействие шума на работников

Показатели	Эквивалентный уровень звука, дБ									
	80	90	90	90	100	100	100	110	110	110
Стаж работы, лет	25	5	15	25	5	15	25	5	15	25
Доля заболевших тугоухостью, %	0	4	14	17	12	37	43	26	71	78

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [9]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	1,5	3	25	50	100	1000	1000	1000	1000	1000	
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	0,7	5	7	2	8	5	3	1	9		80

Мероприятия по устранению повышенного уровня шума: ликвидация шума в источнике его возникновения путем своевременного устранения неисправности технологического оборудования, применение средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, вкладыши, шлемы), применение звукопоглощающих материалов в конструкциях шумящих механизмов и оборудования [9].

6.2.3 Повышенный уровень вибрации

Воздействие вибрации на организм человека происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб, также вибрация при регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Последствие вибрации может привести к различным профессиональным болезням: нарушение работы сердечно-сосудистой и нервной системы, появление грыж, ревматизм [17].

Гигиенические нормы уровней вибрации в таблице 6.4 по ГОСТ 12.1.012-90

Таблица 6.4 – Гигиенические нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации являются: усовершенствование техники и оборудования, поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Что касается индивидуальной защиты, то работнику необходимо носить рабочую обувь с толстой резиновой подошвой, специальные перчатки, соблюдать режим труда и отдыха [11].

6.2.4 Химический фактор

К химическим факторам относятся вредные вещества, при контакте с человеком вызывают ухудшения здоровья или летальный исход, при высокой дозе. Приведем и проанализируем основные вредные химические вещества встречающихся при работе на производстве.

Итак, вредные вещества делятся несколько подгрупп: токсические, раздражающие, сенсibiliзирующие (аллергия), канцерогенные (развитие опухолей), мутагенные (изменение ДНК человека). Пути проникновения химических веществ происходит через дыхательные пути, желудочно-кишечный тракт, кожные покровы. Наиболее распространенный и опасный путь проникновения вредных веществ через дыхательные пути. Газообразные вещества попадают в организм человека, растворяясь в крови и накапливаются, тем самым вызвав иммунодефицит, аллергию, гайморит, бронхит, рак легких, головные боли и т.д. Играет значительную роль и попадание на кожный покров жидких вредных веществ, принцип такой же как через дыхательные пути, только есть большая вероятность получения химического ожога [12].

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент нефтяной, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат, дым сигарет [12].

Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны: нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5 мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³. [12]

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности: 1-й - вещества чрезвычайно опасные; 2-й -

вещества высокоопасные; 3-й - вещества умеренно опасные; 4-й - вещества малоопасные.

Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей, указанных в таблице 6.5 (ГОСТ 12.1.007-76).

Таблица 6.5 – Класс опасности вредных веществ

Наименование показателей	Норма класса опасности			
	1-го	2-го	3-го	4-го
Предельно допустимая концентрация (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны, мг/м ³	менее 0,1	0,1-1,0	1,1-10,0	более 10,0
Средняя смертельная доза при нанесении в желудок, мг/кг	менее 15	15-150	151-5000	более 5000
Средняя смертельная доза при нанесении на кожу, мг/кг	менее 100	100-500	501-2500	более 2500
Средняя смертельная концентрация в воздухе, мг/м ³	менее 500	500-5000	5001-50000	более 50000
Коэффициент возможности ингаляционного отравления (КВИО)	более 300	300-30	29-3	менее 3
Зона острого действия	менее 6,0	6,0-18,0	18,1-54,0	более 54,0
Зона хронического действия	более 10,0	10,0-5,0	4,9-2,5	менее 2,5

Основными местами вредных веществ на кустовой площадке являются автоматизированная групповая замерная установка (АГЗУ), где очень часто происходит загазованность помещения; фонтанная арматура. В АГЗУ следует проветривать помещение, а при работе со скважиной, например, при отборе проб пробоотборщик должен стоять спиной к ветру в целях предотвращения вдыхания паров нефти.

К средствам индивидуальной защиты относятся: каска, очки, спец одежда, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. для защиты органов дыхания. Каждому работнику выдается фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ. Особое внимание нужно уделять питанию персонала. Перед работой рекомендуется хорошо поесть, т.к. еда является отличным адсорбентом, и тем самым уменьшит риск отравления [16].

6.3 Анализ опасных факторов

6.3.1 Электрический ток

Действие электрического тока на человека носит многообразный характер. Проходя через организм человека, электрический ток вызывает термическое(ожоги), электролитическое (разложение крови), биологическое (раздражение тканей, нарушение кровообращения и дыхания) и механическое действие (судороги, разрывы кожи, сосудов, переломы костей). [16]. Минимальная величина тока, при котором возникает судорожное сокращение мышц – частота 50 Гц при силе тока 6-16 мА. В таблице 6.6 приведены значения тока, влияющие на человека с такой же частотой, но при высокой силе тока. [10]

Таблица 6.6 – Значения силы тока и его воздействие на человека

Сила тока, мА	Воздействие
20-25	Паралич рук, дыхание затруднено
50-80	Паралич дыхания
90-100	Фибрилляция сердца
≥ 300	Паралич сердца

На кустовой площадке присутствует огромное количество металлических конструкций. В таких условиях администрации предприятия необходимо применять мероприятия на защиту персонала от поражения электрическим током. Для защиты применяют такие меры как: обеспечение недоступности токоведущих частей, находящихся под напряжением; защитное заземление, зануление, отключение; использование специальных электрозащитных средств, организация безопасной эксплуатации электроустановок [7].

6.3.2 Механическое травмы

Как правило, механическое травмирование является самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д. [7].

От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации, конечно же средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

6.3.3 Пожаровзрывоопасность

Так как наше предприятие связано с добычей нефти и газа, то очень велик риск взрывов и пожаров. Контроль над противопожарным режимом осуществляется обслуживающим персоналом.

Пожаро-, взрывоопасность производства определяется параметрами пожароопасности и количеством используемых в технологических процессах материалов и веществ, конструктивными особенностями и режимами работы оборудования, наличием возможных источников зажигания и условий для быстрого распространения в случае пожара. Подразделяют на 5 категорий: А, Б, В, Г, Д. Категорию производства по взрыво-пожарной опасности присваиваем "А" [7].

По правилам техники безопасности на производстве должен быть пожарный инвентарь - огнетушители типа ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5, лопата, лом,

ведра, ящички с песком, а также предусматривать специальные места для курения [20].

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера: [8]

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

б) самовоспламенение и самовозгорание веществ.

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для устранения причин возникновения пожаров в помещении цеха должны проводиться следующие мероприятия:

а) сотрудники предприятия должны пройти противопожарный инструктаж;

б) сотрудники обязаны знать расположение средств пожаротушения и уметь ими пользоваться;

в) необходимо обеспечить правильный тепловой и электрический режим работы оборудования;

г) пожарный инвентарь и первичные средства пожаротушения должны содержаться в исправном состоянии и находиться на видном и легко доступном месте [16].

6.4 Охрана окружающей среды

С началом разработки месторождения происходит активное техногенное влияние человека на окружающую среду. Эта опасность носит глобальный характер, она нарушает и видоизменяет естественный природный баланс. Если на начальном этапе поисково-разведочных работ происходит минимальное локальное воздействие, то при строительстве

скважин имеет большее площадное и глубинное воздействие из-за масштабности проводимых работ.

Человеку стоит задуматься, осознать серьезность встающих перед ним экологических проблем [1].

6.4.1 Мероприятия по охране атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов. В результате работ происходит загрязнение атмосферы: продукты сгорания транспортного топлива и сгорания попутно добываемого газа на факеле, растворителей (окрасочные работы), сварочные аэрозоли, дымовые трубы, ремонтные работы.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

Предприятие активно следит за состоянием атмосферы, проводят расчет рассеивания вредных веществ, используя программу УПРЗА-Эколог (версия 2.50-3.0) для определения размеров санитарно-защитной зоны и предложений по нормативам ПДВ (предельно допустимые выбросы) - в настоящее время атмосферное загрязнение не превышает предельно-допустимое [1].

На «А» месторождении рассматривают мероприятия по предотвращению аварийных выбросов и снижению вредных веществ, в которые входят: контроль сварных швов, ликвидация коррозии, герметизация системы сбора, транспортировки нефти, сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости перед остановкой оборудования на ремонтные работы, использование современного оборудования с минимальным выбросом в атмосферу [1].

6.4.2 Мероприятия по охране гидросферы

Воздействие на гидросферу при освоении месторождения происходит при строительстве кустовых площадок, скважин, трубопроводов, автомобильных дорог, а также при аварийных ситуациях (разлив нефти, хим. реагентов). В следствии чего происходят ужасные последствия: загрязнение поверхностных и грунтовых вод токсичными веществами, бытовым мусором, развитие эрозионных процессов – изменение русла рек, разрушение и изменение берегов. Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима применяю следующие методы: установка учетов сбора воды, контроль за техническим состоянием оборудования (сварные соединения, трубопроводы, задвижки), использование малоопасных химических реагентов, устранение свалок, укрепительные работы (посадка деревьев, кустарников, каменные ограждения), применение технологии очистки бытовых сточных вод, повторное использование дренажных вод, утилизация сточных вод для системы ППД, оперативное устранение нефти с рек, озер, болот, исключить размещение кустов и скважин в затопляемых, пойменных зонах [1].

6.4.3 Мероприятия по охране литосферы и животного мира

Строительство нефтегазовых объектов оказывает существенные влияние на литосферу и животный мир. Нарушается и изменяется почвенно-растительный покров на площадках, уничтожение растительности, захламление территории отходами, химическое загрязнение почвы, уменьшается ареал обитания животных и птиц.

Предусматривают следующие рациональные методы: движение транспорта по одной дороге, сбор и вывоз бытовых, производственных

отходов с территории предприятия, ликвидация разливов нефти, проведение рекультивационных работ на поврежденных участках, ограничение доступа диких животных на производственную площадку (ограждение, запугивающие устройства), хранение сыпучих материалов и химических веществ в плотных, закрытых контейнерах, контроль за работниками предприятия со стороны руководства в целях предотвращения охоты и рыбалки.

ООО «Газпромнефть-Восток» несет ответственность за сохранение за сохранение и воспроизводство объектов животного мира, занесенных в Красные Книги в соответствии с законодательством РФ [1].

6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях:

Чрезвычайные опасности, неожиданно возникая и обладая высокими уровнями воздействия на человека, как правило, его травмируют, а промышленные объекты, селитебные зоны и природу разрушают. [1]

Чрезвычайные ситуации на несколько групп:

I. По природе возникновения:

1) природные – связанные с проявлением стихийных сил природы (землетрясения, ураганы, наводнения, сели т.д.).

2) техногенные – связано с техническими объектами (взрывы, пожары, аварии, выбросы, обрушение зданий, транспортные катастрофы).

3) экологические – аномальное изменение окружающей среды (загрязнение биосферы, разрушение озонового слоя, опустынивание, кислотные дожди).

4) биологические – эпидемии, эпизоотии, эпифитотии.

5) антропогенные - насилие, экстремизм, теракты.

6) социальные – межнациональные конфликты, терроризм, голод.

II. По причине возникновения: случайные и преднамеренные

III. По режиму времени: внезапные (землетрясения, взрывы), стремительные (пожар, разливы ядовитых веществ), умеренные (наводнение)

На кустовой площадке возможны следующие аварийные ситуации:

- 1) открытое фонтанирование скважины
- 2) порыв нефтесборного коллектора и системы ППД
- 3) пожар в АГЗУ, на площадке дренажной емкости
- 4) стихийные явления, нападение диких животных

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду. От нападения диких животных никто не застрахован, к этому нужно отнестись очень внимательно. В первую очередь нужно сохранять спокойствие. Если есть возможность спрятаться в закрытом помещении или взобраться на высокую высоту - это большая удача, если же нет, то следует обороняться всеми подручными средствами. Опять же, к каждому животному есть свой сугубо индивидуальный подход [1].

Самое важное заключается в разработке технических и организационных мероприятий, снижающие риск возникновения ЧС, а также подготовки персонала к действиям в этих условиях. Затем разрабатываются мероприятия по повышению устойчивости и подготовке объекта к восстановлению после ЧС.

Компетенция и профессионализм являются неотъемлемой частью стабильной, безопасной работы на нефтегазодобывающем предприятии.

6.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:

Работник осуществляет свою деятельность в составе бригады по обслуживанию скважин и обеспечению их безотказной работы. Работы происходят под руководством лиц технического надзора. Операции, связанные с добычей нефти, относятся к перечню тяжелых работ, связанных с вредными и опасными условиями труда, применение труда женщин запрещается (Постановление Правительства РФ). За вредность рабочим компенсируется выдачей молочной продукции. Выдача молока происходит еженедельно. Рабочие могут быть привлечены к работе в ночное время, к сменному графику работы. Рабочие, находящиеся во вредных и опасных условиях труда должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры для определения пригодности для выполняемых работ.

Для работы, связанной с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия работы), рабочие должны проходить обязательное психиатрическое обследование не реже 1 раза в 5 лет, установленном Правительством РФ.

Работы, проводимые в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматривают надбавки и коэффициенты к заработной плате [1].

Работодатель предоставляет социальные пакеты (оплата санаторно-курортного лечения, оплата путевок в детские оздоровительные лагеря, медицинское страхование, выплаты в пенсионный фонд и др.)

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (несовершеннолетние, инвалиды, женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.). Виды специальных норм трудового права:

Нормы-льготы (компенсации для лиц, проживающих на севере, работающих на производствах с вредными условиями труда, пособия и льготы одиноким матерям, беременным женщинам, условия труда инвалидов и т. д.);

Нормы-приспособления (адаптируют общие нормы к специфике отрасли, например, дифференциация по отрасли нефтегазодобывающего предприятия).

Нормы-изъятия (представляют собой обоснованные ограничения общих трудовых прав, например, временный характер работы у сезонного работника).

Оператором может быть человек, достигший совершеннолетия, прошедший медицинское обслуживание, инструктаж, производственное обучение, стажировку, проверку знаний комиссией, назначенной для данного подразделения приказом по предприятию.

Перед началом работ оператор проверяет в вахтовом журнале записи о работе предыдущих смен и распоряжениями руководителя, расписывается в приеме смены; проверяет и приводит в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной защиты, средства защиты и предохранительные приспособления, средства пожаротушения и аптечки на исправность, укомплектованность и нахождение в специально отведенном месте; проверяет наличие и правильность документов, их соответствие характеру работы и размещает их в безопасном и удобном месте [1].

Нормативно-правовые документы:

Законы РФ

1. Конституция Российской Федерации от 12.12.1993.
2. Водный кодекс Российской Федерации от 03.06.2006 №74-ФЗ.
3. Земельный кодекс Российской Федерации от 25.10.2001 №136-ФЗ.
4. Лесной кодекс Российской Федерации от 04.12.2006 №200-ФЗ.
5. ФЗ «Об особо охраняемых природных территориях» от 14.03.1995 №33-ФЗ.

6. ФЗ «Об охране атмосферного воздуха» от 04.05.1999 №96-ФЗ.
7. ФЗ «Об охране окружающей среды» от 10.01.2002 №7-ФЗ.
8. ФЗ «Об отходах производства и потребления» от 24.06.1998 №89-ФЗ.
9. ФЗ «Об экологической экспертизе» от 23.11.1995 №174-ФЗ.
10. ФЗ «О животном мире» от 24.04.1995 №52-ФЗ.
11. Закон РФ от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах».
12. ФЗ «О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения» от 30.03.1999 №52-ФЗ.
13. ФЗ «О территориях традиционного природопользования коренных малочисленных народов Севера, Сибири и Дальнего Востока Российской Федерации» от 07.05.2001 №49-ФЗ.
14. ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002 №73-ФЗ.

Нормативные акты Правительства и министерств РФ

15. Положение об оценке воздействия намечаемой хозяйственной и иной деятельности на окружающую среду в РФ. Приказ Госкомэкологии РФ от 16.05.2000 №372.
16. Экологическая доктрина Российской Федерации. Распоряжение Правительства РФ от 31.08.2002 №1225-р.
17. Нормативы платы за выбросы в атмосферный воздух загрязняющих веществ стационарными источниками. Приложение №1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 12.06.2003 №344.
18. Положение об осуществлении государственного мониторинга земель. Постановление Правительства РФ от 28.11.2002 №846.
19. Положение об осуществлении государственного мониторинга водных объектов. Постановление Правительства РФ от 10.04.2007 №219.
20. Методические указания по разработке проектов нормативов образования отходов и лимитов на их размещение. Приказ Ростехнадзора от 19.10.2007 №703.

21. Положение о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с использованием участками недр, по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами. Постановление Правительства РФ от 03.03.2010 №118.

22. Федеральный классификационный каталог отходов. Приказ МПР РФ от 02.12.2002 №786 [1].

23. О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Постановление Правительства Российской Федерации от 23.02.1994 №140.

24. Требования к структуре и оформлению проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 08.07.2010 №254.

Нормативно-методические документы

25. ГОСТ 17.5.1.02-85. Охрана природы. Земли. Классификация нарушенных земель для рекультивации.

26. ГОСТ 17.5.3.04-83. Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель.

27. ГОСТ 17.4.3.02-85. Охрана природы. Почвы. Требования к охране плодородного слоя почвы при производстве земляных работ.

28. ВНТП-03-170-567-87. Противопожарные нормы проектирования объектов Западно-Сибирского нефтегазового комплекса.

29. ВСН 26-90. Инструкция по проектированию и строительству автомобильных дорог нефтяных и газовых промыслов Западной Сибири.

30. ВСН 51-3-85. Проектирование промысловых стальных трубопроводов.

31. СНиП 2.05.02-85. Автомобильные дороги. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1985 №233.

32. СНиП 3.02.01-87. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Постановление Госстроя СССР от 30.12.1987 №213.

33. СНиП 2.05.02-85. Генеральные планы промышленных предприятий. Постановление Госстроя СССР от 17.12.1987 №233.

34. СН 467-74. Нормы отвода земель для автомобильных дорог. Постановление Госстроя СССР 19.12.1974 №248 [1].

35. СН 459-74. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин. Постановление Госстроя СССР от 25.03.1974 № 4.

36. ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов. Постановление Госгортехнадзора России от 10.06.2003 №80.

37. Основные положения о рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы. Приказ Минприроды России и Роскомзема от 22.12.1995 №525/67.

38. Методические рекомендации по выявлению деградированных и загрязненных земель. Утверждены Роскомземом от 28.12.1994, Минсельхозпродом РФ от 26.01.1995, Минприроды РФ от 15.02.1995.

38. СП 11-102-97. Инженерно-экологические изыскания для строительства, одобрены письмом Госстроя РФ от 10.07.1997 № 9-1-1/69.

39. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей природной среды». М., 2000.

40. ОНД-86. Методика расчета концентраций в атмосферном воздухе вредных веществ, содержащихся в выбросах предприятий. Государственный комитет СССР по гидрометеорологии и контролю природной среды от 04.08.1986 № 192.

41. Рекомендации по оформлению и содержанию проекта нормативов предельно допустимых выбросов в атмосферу для предприятий. М. Госкомприрода СССР, 1989.

42. Положение о порядке организации, учета и функционирования ведомственной наблюдательной сети. Приказ Федеральной службы России по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды от 21.01.2000 №13.

43. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03.2.1.1/2.1.1. Проектирование, строительство, реконструкция и эксплуатация предприятий, планировка и застройка населенных мест. Постановление Главного государственного санитарного врача РФ от 25.09.2007 №74.

44. ГОСТ 17.2.3.02-78. Охрана природы. Атмосфера. Правила установления допустимых выбросов вредных веществ промышленными предприятиями. Постановление Госстандарта СССР от 24.08.1978 №2329.

45. ГОСТ 17.2.4.02-81. Охрана природы. Атмосфера. Общие требования к методам определения загрязняющих веществ. Постановление Госстандарта СССР от 09.11.1981 № 4837.

Законы и постановления Томской области:

46. О защите населения и территории Томской области от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 11.11.2005 года №206-ОЗ;

47. «Об особо охраняемых природных территориях в Томской области» от 12.08.2005 г. №134-ОЗ;

48. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении критериев чрезвычайных ситуации на территории Томской области» от 20 августа 2004 года №146;

49. Постановление Главы администрации Томской области «Об утверждении Положения о территориальной подсистеме единой государственной системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций Томской области» от 30 апреля 2004 года №75 (с изменениями на 18 октября 2005 года);

50. Постановление Главы администрации Томской области «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов» от 23 января 2001 года №22 [1].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В геологической части диплома рассмотрели общие сведения о «А» нефтегазоконденсатном месторождении Томской области. Изучили тектонику, нефтегазоносность продуктивных пластов, также охарактеризовали коллекторы по результатам геофизических исследований скважин и систематизировали в виде таблицы состав и свойства пластовых вод, приведены запасы углеводородов.

На основе промысловых данных, произвели расчет в программе Excel. Определили зону скопления АСПО в скважине №44 «А» нефтегазоконденсатного месторождения, при диаметре равном 0,06 м, массовый дебит 0,58 кг/с. Было выявлено, что место выпадения АСПО варьируется с 1100 до 0 м (устье скважины). Также в расчетах наглядно представлено, что при увеличении диаметра насосно-компрессорных труб увеличивается глубина залегания АСПО, что приводит к существенным экономическим потерям. Исследовали зависимость глубины залегания отложений от дебита скважинной продукции, было выявлено, что с увеличением дебита снижается количество выпавших АСПО. Парафинобезопасным дебитом для 44 скважины составляет 0,75 кг/с. Рекомендуются использовать различные методы повышения нефтеотдачи для увеличения притока.

В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. Необходимо грамотно систематизировать на каких скважинах следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

В дипломном проекте предложили провести внедрение специального погружного кабельного устройства в скважину. Эффективность данного мероприятия обуславливается увеличением дебита нефти, понижением себестоимости, повышением производительности труда. В результате

проведения мероприятия прирост добычи составил 8 т/сут, рентабельность возросла с 20% до 34,5%. Можно сделать вывод что введение данного мероприятия является экономически оправданным, срок окупаемости составляет 3 месяца.

Проанализировали и систематизировали вредные и опасные факторы, влияющие на состояние работников нефтегазодобывающего предприятия, предложены средства индивидуальной и коллективной защиты, профилактические мероприятия, правила безопасности. Рассмотрели перечень чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти на производстве, дана им подробная классификация (техногенные, природные, экологические, биологические, экологические, социальные). Правовые и организационные вопросы являются неотъемлемой частью каждой организации, в разделе содержатся действующие нормативно-правовые документы, специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории.

Перспективными методами борьбы с отложениями на «А» месторождении являются: химические методы, они закрепились в нефтедобывающих компаниях несмотря на свою дороговизну, но зато являются монополистами с точки зрения эффективности. Механические методы – использование скребков Сулейманова из-за своей простоты, надежности и качества. Применение физических методов – греющие кабели; применение защитных покрытий в трубопроводах и магнитные устройства.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1) Техническое состояние разработки Арчинского месторождения (ТСР) 425 с., Томск, 2012 г.
- 2) Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.1. – 2011. – 348 с.
- 3) Булатов А.В., Кусов Г.В., Савенюк. Асфальто-смоло-парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление. – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т.2. – 2011. – 348 с.
- 4) Нелюбов Д.В., Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГУ, 2014. - 153 с.
- 5) Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000,-653с.: ил.
- 6) Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302с.
- 7) Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность): учебник для академического бакалавриата/ С.В. Белов. – 5-е изд., перераб., М.: Издательство Юрайт; ИД Юрайт, 2016. – 702 с. – Серия: Бакалавр. Академический курс
- 8) Безопасность жизнедеятельности: Учебник. 13-е издание., испр./ Под ред. О.Н. Русака. – СПб.: Издательство «Лань», 2010. – 672 с.:
- 9) СНиП II-12-77 «Защита от шума»
- 10) ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные производственные факторы»
- 11) ГОСТ 12.0.012-90 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования»
- 12) ГОСТ 12.1.007-76 «Вредные вещества»
- 13) ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности»
- 14) ГОСТ 12. 1.004 - 91 ССБТ «Пожарная безопасность»
- 15) ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарные требования к воздуху рабочей зоны»
- 16) СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. -с. 12.