

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА «Z» НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Турбаевский Ян Александрович		

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	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Максимова Ю.А.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Турбаевский Ян Александрович

Тема работы:

Повышение эффективности технологии разработки в осложненных условиях асфальтосмолопарафиновыми отложениями на «Z» нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-12/с от 30.03.2021 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Структура, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений. Основные факторы и механизм формирования АСПО. Методы предотвращения образования и удаления АСПО. Общие сведения об «Z» нефтегазоконденсатном месторождении. Расчёт на определение зоны выпадения АСПО в скважине.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Спицына Любовь Юрьевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Турбаевский Ян Александрович		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

МРП – межремонтный период работы;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПУ – парафиновые углеводороды;

УВ – углеводороды;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПАВ – поверхностно активные вещества;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

СЖК – синтетические жирные кислоты;

ПЗП – призабойная зона пласта;

СПКУ – специальное погружное капиллярное устройство;

БДР – блок дозировки реагента;

УПС – установка прогрева скважин;

АДПМ – агрегатом депарафинизации скважин;

ШГНУ – установка штангового глубинного насоса;

УДС – установка депарафинизации скважин;

GSM – глобальный стандарт цифровой мобильной сотовой связи;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

ЧС – чрезвычайная ситуация.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 страницы, в том числе 21 рисунок, 26 таблиц. Список литературы включает 41 источник. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, свойства АСПО, осложнения, методы борьбы с АСПО, зона выпадения парафина, разработка месторождений.

Объектом исследования является технология разработки «Z» нефтегазоконденсатного месторождения, осложненная асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Цель исследования – анализ методов и технологий борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и определение наиболее приемлемого с целью повышения эффективности технологии разработки на «Z» нефтегазоконденсатном месторождении.

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена природа возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений, их состав, свойства и факторы, влияющие на интенсивность их отложения в процессе эксплуатации скважин. Рассмотрены группы методов и технологии, применяемые для удаления и предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями, а также проведен расчет зоны выпадения парафина в скважине. Сформулирована зависимость глубины места начала выпадения парафинов из потока флюида от диаметра насосно-компрессорных труб и дебита скважины.

Область применения: скважины месторождений, осложненные выпадением асфальтосмолопарафиновых отложений, приводящее к снижению добычи продукции скважин и уменьшению их межремонтного периода.

Потенциальная экономическая эффективность переоборудования скважины под постоянную закачку ингибитора парафинообразования заключается в уменьшении простоя и увеличении МРП скважины.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ	11
1.1 Общая характеристика асфальтосмолопарафиновых отложений.....	11
1.2 Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений.....	12
1.3 Механизм формирования АСПО.....	14
1.4 Факторы, влияющие на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений	16
1.5 Методы борьбы с АСПО	19
1.5.1 Методы предупреждения образования АСПО.....	20
1.5.1.1 Технологический метод предупреждения образования АСПО	20
1.5.1.2 Физические методы предупреждения образования АСПО	22
1.5.1.3 Химические методы предупреждения образования АСПО	24
1.5.1.4 Тепловые методы предупреждения образования АСПО.....	31
1.5.2 Методы удаления образовавшихся АСПО.....	32
1.5.2.1 Тепловые методы удаления АСПО	32
1.5.2.2 Механические методы удаления АСПО	34
1.5.2.3 Химические методы удаления АСПО.....	38
2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ	40
2.1 Нефтегазоносность продуктивных пластов	42
2.2 Свойства и состав пластовых флюидов	42
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ ВЫПАДЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНЕ	44
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	57

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения мероприятий по удалению и предупреждению образования АСПО с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	57
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	57
4.1.2 Технология QuaD	59
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	60
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	60
4.2.2 Определение трудоемкости выполнения.....	61
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	62
4.3 Бюджет применения технологии специального погружного капиллярного устройства для подачи ингибитора парафиноотложения	63
4.3.1 Расчет затрат на реагенты, специальное оборудование и суммы амортизационных отчислений	63
4.3.2 Основная заработная плата	64
4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы)	65
4.3.4 Накладные расходы.....	66
4.4 Определение экономической эффективности от внедрения метода	67
4.5 Выводы по расчетам экономического раздела.....	69
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	73
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	73
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	73
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	75
5.2 Производственная безопасность.....	76
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов.....	77
2.2 Анализ опасных производственных факторов.....	82

3 Экологическая безопасность.....	84
3.1 Защита атмосферы	84
3.2 Защита гидросферы.....	85
3.3 Защита литосферы.....	85
4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
5 Выводы по разделу социальная ответственность	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	89
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	90
ПРИЛОЖЕНИЕ А	94

ВВЕДЕНИЕ

В нефтегазовой промышленности процесс добычи нефти очень часто сопровождается различными осложнениями. Одним из таких осложнений является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Выпадение АСПО приводит к снижению добычи нефти, простаиванию скважин, износу оборудования, экономическим потерям. Применяемые в настоящее время технологии защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых веществ не всегда показывают эффективность, так как требуют учета большого количества факторов, таких как условия разработки месторождений, характеристики добываемого на месторождении флюида. Широкое разнообразие этих условий приводит к тому, что в каждом отдельном случае требуется индивидуальный подход к подбору методов борьбы с АСПО или разработке новых. Поэтому данная проблема в добыче остается одной из самых актуальных в нефтегазовой отрасли России и далека от какого-либо универсального решения, даже несмотря на обилие различных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Цели данной работы: изучить существующие технологии по борьбе с АСПО, механизм формирования и факторы, влияющие на их образование с целью повышения эффективности технологии разработки в осложненных условиях асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Исходя из целей были сформулированы следующие задачи:

1. рассмотреть состав, свойства и факторы, влияющие на формирование асфальтосмолопарафиновых веществ, а также механизм их формирования;
2. изучить существующие технологии по удалению и предотвращению образования асфальтосмолопарафиновых веществ;
3. рассчитать интервал выпадения АСПО в скважине на основе промысловых данных, а также изучить влияние диаметра НКТ на этот интервал.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ

1.1 Общая характеристика асфальтосмолопарафиновых отложений

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) представляют собой откладывающиеся на внутренних поверхностях нефтегазопромыслового оборудования вещества, внешний вид которых представляется как черная или коричневая, твёрдая или мазеобразная высоковязкая масса из тяжелых компонентов нефти. Вязкость этих отложений при повышении температуры понижается незначительно. На практике данные асфальтосмолопарафиновые отложения затрудняют транспорт, хранение и добычу нефти. В зависимости от возраста, происхождения, свойств и состава добываемого флюида химический состав асфальтосмолопарафиновых веществ может варьироваться в широких пределах. На химический состав АСПО так же влияет множество других факторов – геологические, гидродинамические, термобарические. Такие отложения являются сложной системой, состоящей из парафинов, асфальтенов, смол, воды, других примесей и являющейся гетерогенной.

Парафины — это углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях парафины растворяются в нефти [1]. В зависимости от содержания парафинов распоряжением Министерства природных ресурсов и экологии РФ от 1 февраля 2016 г. N 3-р утверждена следующая классификация нефти, представленная в таблице 1.

Таблица 1 – Классификация нефтей по количеству парафинов

Типы нефти	Содержание парафинов, %
Малопарафинистые	Менее 1,5
Парафинистые	1,51-6
Высокопарафинистые	более 6

Асфальтены – это нерастворимые при нормальных условиях в нормальных алканах, например n-пентан, фракции нефти, при этом они хорошо растворимы в избытке ароматических соединений, таких как бензол или толуол.

Смолы – это фракции нефти, нерастворимые в этилацетате, но растворимые в n-пентане, толуоле и бензоле при комнатной температуре.

Смолы представляют собой вязкие, жидкие или твердые вещества коричневого или темно-бурого цвета высокой плотности, порядка 1000 кг/м^3 . Из-за нестабильности смолы, выделенные из нефти или ее тяжелых фракций могут переходить в асфальтены и перестают растворяться в n-алканах $C_5 - C_8$ [2].

Классификация нефти в зависимости от содержания в ней смол и асфальтенов представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Классификация нефтей по содержанию смол и асфальтенов

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

1.2 Состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений

Асфальтосмолопарафиновые вещества являются сложной структурированной системой, имеющую сильно выраженное ядро из асфальтенов и смол, которое включает в себя смолистую сорбционно-сольватную оболочку. Исходя из этого АСПО не являются простой смесью асфальтенов парафинов и смол, как это может показаться на первый взгляд [3].

Состав отложений почти всегда индивидуален, так как зависит от содержания в продукции скважин механических примесей, от свойств и природы непосредственно самой нефти, а также от массового соотношения в этой нефти непосредственно смол, асфальтенов и парафинов.

Существует классификация асфальтосмолопарафиновых отложений в зависимости от массового содержания в нефти отдельных компонентов:

- асфальтеновый – $P/(A+C) < 1$;
- парафиновый – $P/(A+C) > 1$;

— смешанный – $\Pi/(A+C) \sim 1$;

где Π , A и C – массовое содержание парафинов, асфальтенов и смол соответственно [4].

Компонентный состав нефти имеет решающее значение при формировании АСПО, это влияние хорошо прослеживается на рисунке 1.



Рисунок 1 – Примеры отложений АСПО

В различных литературных источниках зачастую под термином «парафины» принимают всю углеводородную часть отложений, не делая разделения их по конкретному составу. Парафиновые углеводороды (ПУ) имеют микрокристаллическую структуру, тогда как нафтеновые имеют макрокристаллическую структуру ввиду их длинных алкильных радикалов.

В составе асфальтосмолопарафиновых веществ также присутствуют нейтральные смолы, относительная плотность которых составляет 0,99-1,08 г/см³. Они хорошо растворимы во всех нефтепродуктах и органических растворителях, кроме этилового и метилового спирта. Обычно смолы могут включать в себя до 15-17 % кислорода, серы и азота, их содержание уменьшается с увеличением молекулярной массы смол. При нагревании до 260-350 °С смолы начинают уплотняться и переходят в асфальтены. Было выявлено, что с увеличением концентрации смол в продукции скважин замедляется рост кристаллов, однако это способствует изменению их поверхности и возникновению на них новых центров кристаллизации. Интенсивность того или иного влияния на кристаллы зависит от природы смол и формирует соответствующую форму и размер кристаллов твердых углеводородов.

Присутствующие в составе отложений асфальтены представляют собой полициклические ароматические сильно конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями, плотность которых немного превышает единицу. Асфальтены по массе содержат в себе до 86% углерода, 6-9% водорода, до 9% серы и кислорода, до 2% азота. Они не кристаллизуются и не могут быть разделены на отдельные компоненты или узкие фракции. При нагревании свыше 300-400 °С они разлагаются, образуя углерод и летучие продукты [3]. Асфальтены являются наиболее тяжелыми и полярными компонентами нефти. Асфальтены очень склонны к ассоциации, их частицы полидисперсны и поэтому молекулярная масса в зависимости от метода определения может колебаться от 2000 до 4000 а.е.м. Асфальтены рассматриваются как продукты уплотнения смол [5].

1.3 Механизм формирования АСПО

В настоящее время не существует единого четкого понимания механизма формирования асфальтосмолопарафиновых отложений. Под этим механизмом, называемым механизмом парафинизации, следует понимать комплекс процессов, приводящих к образованию и скоплению твердых углеводородов на поверхности оборудования в процессе добычи и транспортировки нефти.

Однако, выделяют три различных версии механизма парафинизации. Согласно первой, «осадочно-объемной» теории кристаллы твердых углеводородов формируются в потоке движущейся нефти, затем плавно оседают закрепляются на металлической поверхности, образуя слой осадка из органических отложений. По второй теории, получившей название «кристаллизационно-поверхностная», кристаллы парафина образуются непосредственно на металлической поверхности, постепенно формируя целые кристаллические комплексы. В таком случае процесс протекает за счёт постоянной подпитки из нефтяного флюида. Вероятно также, что при запарафинивании поверхности, контактирующей с нефтью в условиях подготовки, действует каждый из двух факторов одновременно. Это обуславливает наличие третьей теории, представляющей собой смешанный

механизм, который сочетает все особенности первых двух. При этом состояние и природа поверхности значительно влияют на протекание процесса парафинизации.

В условиях промысла играет роль не сам факт выпадения из нефти парафинов в потоке флюида, а их закрепление на стенках оборудования скважин. Для выделившихся из нефти асфальтосмолопарафиновых веществ необходимы факторы, такие как: наличие в составе нефти высокомолекулярных углеводородов (УВ), особенно метанового ряда; снижение температуры потока флюида до значений, соответствующих температуре начала кристаллизации парафина; наличие поверхности с меньшей температурой, на которой кристаллизуются УВ, при этом сила сцепления с такой поверхностью отложений на столько велика, что отрыв асфальтосмолопарафиновых веществ практически не представляется возможным без применения методов удаления. Утверждается, что процентное содержание парафина никак не влияет на интенсивность его выпадения и отложения, куда сильнее на механизм парафинизации оказывает влияние соотношение в составе нефти ароматических, нафтеновых и метановых соединений.

С увеличением числа разветвленных структур (ароматические, нафтеновые, а также изо-алканы), уменьшается прочность АСПО, так как соединения такого типа обладают повышенной способностью к удержанию кристаллами жидкой массы. УВ метанового ряда, в свою очередь, довольно легко выпадают из жидкой фазы с появлением плотной структуры. Учитывая все вышесказанное, можно сделать вывод о том, что асфальтосмолопарафиновые вещества, в рыхлом или текучем состоянии можно сравнительно легко отделить потоком жидкости при эксплуатации скважины, не имея осложнений в процессе эксплуатации. Логично привести обратное утверждение, что отложения, сформированные в основном n-алканами, будут довольно прочными и обладать высокой плотностью, что в свою очередь приведет к осложнениям в процессе добычи нефти [5].

1.4 Факторы, влияющие на интенсивность образования асфальтосмолопарафиновых отложений

На интенсивность формирования и отложение асфальтосмолопарафиновых веществ влияет множество факторов, многие из которых могут непрерывно меняться во времени. Среди этих факторов можно выделить следующие: повышение или снижение давления; наличие свободного газа в потоке флюида; снижение температуры как в пласте, так и по стволу скважины (температурный градиент); скорость движения потока в скважине; состав УВ смеси в каждой фазе потока; плотность и вязкость нефти; состояние поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ); обводненность продукции скважин [6].

Так как эти факторы могут изменяться непрерывно во времени по глубине скважины, следовательно количество и характер АСПО будет меняться в зависимости от условий в конкретной точке скважины. Асфальтосмолопарафиновые вещества могут иметь различные зоны выделений по глубине скважины в зависимости от ее режима работы и параметров пласта.

Пожалуй, самым важным фактором оказывающим влияние на выпадение АСПО является снижение температуры ниже температуры начала кристаллизации парафина по стволу скважины. В этом случае, ввиду повышения вязкости нефти и уменьшения ее растворяющей способностью, в первую очередь начинают кристаллизоваться парафины с высокой молекулярной массой. При дальнейшем снижении температуры начинают выделяться не только церезины, но и парафины $C_{16}-C_{40}$, происходит рост в размерах и количестве кристаллов и образуется сетка из кристаллов парафинов разных размеров, сцепленных между собой. Образование этой сетки приводит к увеличению вязкости нефти, вплоть до гелеобразного состояния [7].

Почти все факторы связанные с парафинизацией скважины как правило тесно связаны между собой, например давление и наличие свободного газа в пласте и стволе скважины. При установлении забойного давления ниже, чем давление насыщения нефти газом происходит нарушение гидродинамического

равновесия газожидкостной смеси с последующим интенсивным разгазированием. В результате объём газовой фазы увеличивается, а жидкая фаза дестабилизируется, что приводит к выделению из неё кристаллов парафинов. Поскольку состояние равновесия системы нарушается в пласте, выпадение парафинов возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя. Охлаждение газонефтяной смеси, вызванное расширением газа и его работой по подъёму жидкости, в несколько раз меньше, чем охлаждение за счёт теплоотдачи окружающим породам. Это усиливается и фактом того, что большее влияние на растворяющую способность нефти по отношению к парафинам оказывает снижение температуры, относительно дегазации нефти.

С ростом скорости движения нефти интенсивность отложений вначале возрастает, за счет увеличения массового переноса, а затем резко снижается, так как движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем и можно объяснить резкое снижение отложений в интервале 0-50 м от устья, а также, имея большие скорости течения, он оказывается более стойким к охлаждению, что тоже замедляет процесс образования АСПО. Шероховатость стенок и наличие в системе твердых примесей способствуют также выделению из нефти парафина в твердую фазу. Влияние скорости движения газонефтяной смеси и вида покрытия на отложения асфальтосмолопарафиновых веществ показано на рисунке 2 [8].

Состояние внутренней поверхности труб, а также материал, из которого их изготавливают, определяет скорость формирования отложений. Мельчайшие неровности и шероховатости служат очагами вихреобразования, способными усиливать перемешивание жидкости и замедлять скорости движения жидкости стенки трубопровода.

Эти процессы являются причиной образования центров кристаллизации твердой фазы УВ, обладающих повышенной адгезией на внутренней поверхности стенок. На рисунке 3 показано влияние шероховатости труб на интенсивность образования нефтяных отложений.

Влияние материала оборудования сказывается следующим образом: чем больше значение полярности материала, тем меньше интенсивность образования

АСПО (за счет снижения адгезии кристаллов парафинов) и меньше скорости, при которых будет происходить смыв нефтяных отложений [6].

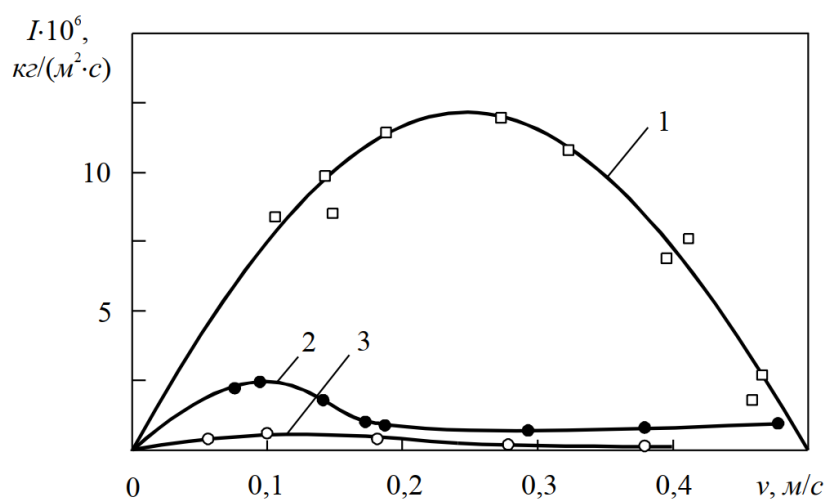


Рисунок 2 – Интенсивность отложения I АСПО (в интервале 0–50 м от устья) в зависимости от скорости движения нефти v и вида покрытия: 1 – сталь; 2 – эпоксидная смола; 3 – стекло

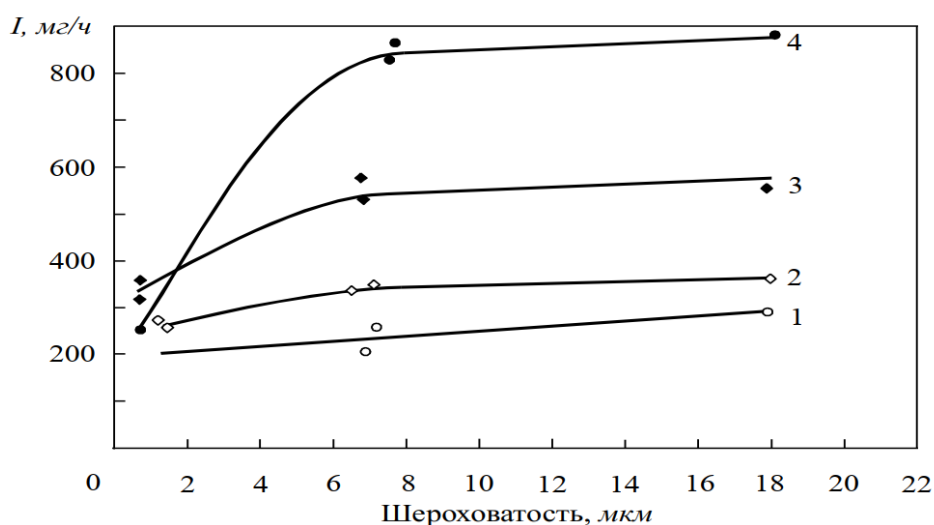


Рисунок 3 – Изменение интенсивности отложений парафина I на поверхности образцов различной шероховатости при различных дебитах скважины: 1 – 23 т/сут; 2 – 42 т/сут; 3 – 61 т/сут; 4 – 76 т/сут

Появление в потоке флюида песка и других механических примесей является отрицательным фактором для, так как механические примеси могут служить центрами кристаллизации, способствующими структурообразованию в нефтяной системе и повышению интенсивности отложений.

На сегодняшний день влияние обводненности нефти на образование АСПО изучено не в полной мере, так как присутствуют довольно противоречивые данные, указывающие как на увеличение, так и на снижение интенсивности формирования отложений с увеличением обводненности продукции скважин. Так, например, выяснилось, что устойчивость необводненной продукции скважин увеличению содержания асфальто-смолистых веществ остаётся практически без изменений и никак не влияет на количество отложений УВ. Однако при исследовании обводнённых нефтей наблюдается прямая зависимость между ростом количества отложений и увеличением содержания асфальто-смолистых веществ. Это связано с образованием бронирующих оболочек на за счёт природных ПАВ (поверхностно активных веществ), концентрирующихся на границе раздела фаз вода-нефть, что приводит к повышению устойчивости водонефтяной эмульсии. Вероятно, в случае образования нефтью устойчивой эмульсии эмульгированная вода вовлекается в формирование отложений и, как следствие, наблюдается значительное увеличение массы образующихся АСПО.

1.5 Методы борьбы с АСПО

Методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями делятся на два основных направления:

1. Методы предупреждения образования отложений. К таким методам относят: применение гладких покрытий; физические методы, включающие в себя вибрационные, воздействие электрических, магнитных и электромагнитных полей; использование химических реагентов разного принципа действия; тепловые методы, представленные гибким индукционным кабелем.

2. Методы удаления отложений, которые уже образовались и накопились на нефтепромысловом оборудовании. В них входят тепловые методы: промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, прогрев паром. Механические методы, включающие в себя применение скребков различных конструкций. А также химические методы, представляющие собой применение углеводородных растворителей.

Из практики, зачастую наиболее действенным и ресурсоэффективным является предупреждение отложения АСПО, а не удаление уже образовавшихся отложений, так как при этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа нефтепромыслового оборудования, снижаются затраты на добычу и перекачку нефти [9].

Выбор того или иного метода борьбы с АСПО регламентируется множеством факторов и требует индивидуального подхода, ввиду многообразия условий разработки месторождений и различий характеристик добываемой нефти.

1.5.1 Методы предупреждения образования АСПО

Превентивные меры по замедлению образования и отложения асфальтосмолопарафиновых веществ позволяют достичь безаварийной работы нефтепромыслового оборудования и как следствие увеличения межремонтного периода работы, что приводит к снижению затрат, связанных с простоем скважины и ремонтом вышедшего из строя оборудования.

1.5.1.1 Технологический метод предупреждения образования АСПО

Применение защитных покрытий относится к технологическим методам предупреждения образования АСПО и применяются на многих месторождениях, и этот метод предупреждения действительно является рентабельным. Данную технологию начинают целесообразно использовать на проектной стадии разработки месторождения. Многие исследователи занимались изучением внутренней поверхности трубопроводов и сделали вывод, что при гладких поверхностях АСПО не накапливаются, так как легко смываются потоком газожидкостной смеси. При изменении свойств поверхности эффект снижения скорости образования отложений достигается по двум механизмам: непосредственное снижение шероховатости поверхности труб, а также изменение полярности материала стенки. Защитные покрытия являются гидрофильными материалами (полярными), имеющие гладкую поверхность с низкой адгезионной способностью к парафину. Защитные материалы применяют

в зависимости от условий и способа эксплуатации скважин, свойств добываемой нефти и твердых углеводородов.

Сила сдвига со стороны потока флюида должна превышать силу сцепления АСПО с внутренней поверхностью НКТ. Таким образом было выявлено, что некоторые материалы, такие как полиэтилен, эбонит и капроны некоторых марок со временем начинают подвергаться парафинизации с высокой интенсивностью. Также широкое применение получили гидрофильные материалы, обладающие гладкой поверхностью и низкой адгезией, такие как стекло и стеклоэмали, бакелит, эпоксидные смолы, полиамиды, в которых адгезия к парафину при 200°С составляет 30-35 кПа. С увеличением полярности (гидрофильности) материала, контактирующего с нефтью, уменьшается сцепляемость АСПО с поверхностью НКТ. Стекло и стеклоэмали представляют собой полярные материалы, обладающие высокой адгезией к материалам из стали, а также низкой сцепляемостью к парафинам.

НКТ подвергаются ударным, растягивающим, сжимающим и изгибающим нагрузкам как в скважинах, так и при транспорте и спускоподъёмных операциях оборудования, что приводит к нарушению остеклованных труб, ввиду высокой твердости и как следствие хрупкости данного материала и отсутствия сцепления с металлической поверхностью трубы. Устойчивость к таким нагрузкам лучше всего показали трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями. Однако ключевым недостатком, исключающим широкое применение данных покрытий является недостаточная термостойкость и морозостойкость.

На месторождениях компании ООО «Газпромнефть-Восток» успешно применялась технология Majorpack для защиты погружного оборудования от коррозии и парафиновых отложений в скважинах. Данные антикоррозионные покрытия представляют собой многофакторную систему, которая сочетает в себе как протекторные, так и барьерные свойства. Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия, такой состав обладает высокими гидрофобными свойствами и снижает вероятность

отложения парафинов на стенках НКТ. При использовании защитного покрытия на месторождениях на рабочей поверхности труб не было выявлено механических повреждений, следов коррозии, а также отложений АСПО [10].



Рисунок 4 – Защитное покрытие Majorpack

1.5.1.2 Физические методы предупреждения образования АСПО

На процесс выпадения асфальтосмолопарафиновых веществ из потока флюида влияют множество физических полей: тепловые, магнитные, акустические, электромагнитные, электрические. Однако, наличие физических полей оказывает и обратное влияние на процесс выпадения парафинов. Магнитные и электрические поля разнообразно влияют на адсорбцию парафина. Так, например, при положительном электрическом заряде снижается количество парафина, а при отрицательном наоборот. А вот магнитное поле всегда снижает количество парафина. Лабораторными и промышленными исследованиями установлено, что при воздействии переменным электрическим полем на поток парафинистых нефтей степень парафинизации трубопроводов значительно снижается. Степень воздействия поля зависит от величины его напряженности, направления относительно потока жидкости и скорости прохождения нефти через электромагнитное поле [11].

Обработка нефти электромагнитным полем способствует образованию дополнительных центров кристаллизации в объеме жидкости. Механизм действия магнитного поля на парафины заключается в изменении структуры

кристаллов таким образом, что они теряют силу сцепления с поверхностью, становясь неспособными на образование прочной корки на поверхности металла, структура асфальтосмолопарафиновых отложений становится мягкой и рыхлой, ввиду чего данные отложения легко выносятся с потоком флюида [12]. С увеличением степени обводненности нефти и содержания хлористых солей увеличивается эффект омагничивания. Флюид содержит в своем составе примеси железа 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 приводит к резкому увеличению числа центров кристаллизации парафинов, а кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объёмной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Под влиянием магнитного поля парафин, изменяя свою структуру, становится менее вязким, легко смывается с поверхности и свободно переносится нефтяным потоком.

Одним из предприятий, занимающихся разработкой и производством магнитных, является ЗАО «Геопромисловые новации». Применение нашли активаторы магнитные АМС-73, АМС -60 различных модификаций. Корпус магнитного активатора прост по конструкции и является отрезком НКТ, длиной 630 мм с резьбами на концах, с расположенной на нем с внешней поверхности магнитной системой, состоящей из кольцевых постоянных магнитов на основе редкоземельных металлов с высокими значениями напряженности [13].

Установки магнитного активатора АМС при эксплуатации скважины УЭЦН (установки электроцентрабежных насосов) рекомендуется устанавливать через 1–2 секции НКТ от насоса, ещё через 1 секцию НКТ – обратный клапан, ещё через 1 секцию НКТ – сливной клапан, схема установки показана на рисунке 6.

Метод предупреждения отложений с помощью вибраций заключается в создании колебаний стенок трубопровода, вследствие чего вибрация не позволяет парафину плотно сцепиться с поверхностью стенок. Вибрационный метод достаточно давно известен, но не нашёл широкого промышленного применения.

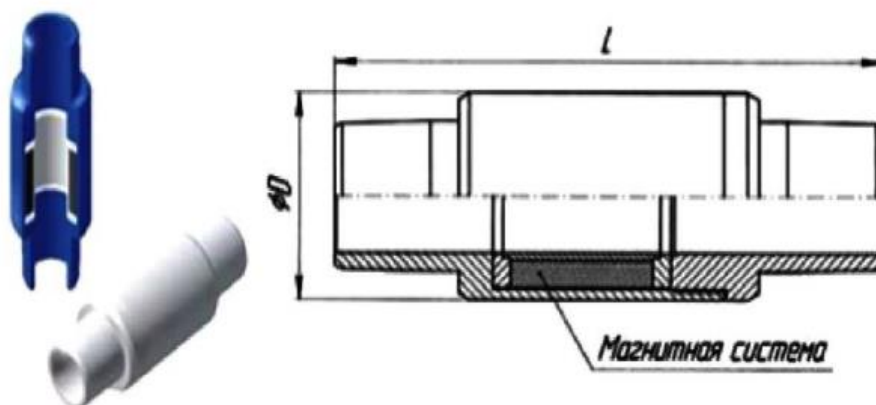


Рисунок 5 – Магнитный активатор Магнитный активатор АМС

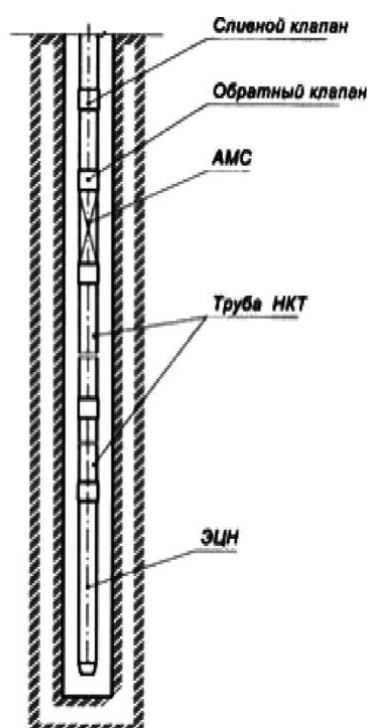


Рисунок 6 – Схема установки магнитного активатора в компоновке УЭЦН

1.5.1.3 Химические методы предупреждения образования АСПО

Одним из наиболее надежных и перспективных методов предупреждения образования АСПО является химический метод, так как он обладает сравнительно высокой эффективностью, простотой проведения работ, а эффект

действия реагентов сохраняется долгое время. Химические методы основываются на добавлении в добываемый флюид химических веществ, снижающих, а иногда и полностью препятствующих образованию асфальтосмолопарафиновых отложений. Принцип действия ингибиторов парафиноотложений заключается в адсорбционных явлениях, которые протекают на границе раздела фаз: нефть-поверхность НКТ, нефть-дисперсная фаза.

Ингибиторы парафиноотложения, вводимые в нефть в небольших количествах (от 0,01 до 1%) изменяют природу поверхности раздела фаз как было сказано выше. В зависимости от класса химического соединения и его состава они проявляют защитное действие от отложений парафина, снижают температуру застывания и вязкость продукции скважин, либо создают комплексный защитный эффект: борьба с отложениями парафина, защита от коррозии, предупреждение солеобразования.

Все ингибиторы парафиноотложений условно классифицируют по их механизму воздействия. В таблице 3 приведена современная классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальтосмолопарафиновых веществ.

Ингибиторы смачивающего действия содержат поверхностно – активные вещества (ПАВ) адгезионного характера: полиакриламид, силикаты, водорастворимые высокомолекулярные органические амины, фосфаты, сульфаты.

Механизм воздействия реагента, как было сказано выше, носит адгезионный характер. Он смачивает внутреннюю поверхность оборудования, делая ее гидрофильной, образуется полярный слой, который приводит к уменьшению отложений. Закачка таких реагентов в скважину должна производиться в течении долгого отрезка времени, для того чтобы образовалась гидрофильная пленка, но перед этим необходимо провести очистку стенок НКТ от уже образовавшихся отложений [14].

Модификаторы являются присадками модифицирующего действия и представляют собой ионогенные ПАВ (сульфокислоты, амины, эфиры СЖК с амидными либо сульфо-группами). Эти присадки воздействуют на молекулярном уровне, связывая частицы асфальтенов и препятствуя их дальнейшей агрегации, а также изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате чего снижается их способность к сцеплению как между собой, так и с поверхностью НКТ.

Широкое применение получили реагенты депрессорного воздействия, иными словами депрессаторы, Это поверхностно - активные вещества (полиолефины, сложные эфиры, высокомолекулярные кетоны, спирты, соли металлов, силикатно-сульфанолиевые растворы) с высокомолекулярной массой. Принцип действия основан на смешении нефти с реагентом, вследствие чего происходит не снижение выпадения твердых УВ в продукции скважины, а изменение их поверхностных свойств, вследствие чего снижается скорость кристаллизации твердых частиц, уменьшается прочность и температура начала кристаллизации парафинов. Молекулы депрессоров адсорбируются на поверхностях кристаллов парафинов, образуя пленку и тем самым осложняют их агрегацию, т.е. они мешают формировать прочную кристаллическую решетку.

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. Применение этих реагентов используют совместно для борьбы с нефтяными эмульсиями, коррозией и отложениями солей на промышленном оборудовании.

Свойства ингибиторов парафиноотложений проявляет большое количество химических соединений, но при всем их разнообразии можно выделить три общих признака. Во-первых, все они имеют относительно большую молекулярную массу, которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых n-алканов нефтей, отвечающих за их низкотемпературные свойства. Во-вторых, макромолекула реагентов, являет

собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. В-третьих, все вещества, даже неполимерного типа, полидисперсны по молекулярной массе и по составу.

Таблица 3 - Классификация химических реагентов, предотвращающих отложения АСПО

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриламид Кислые органические фосфаты Силикаты щелочных металлов Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	Адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов Соли высших СЖК Силикатно-сульфенольные растворы Сульфатированный щелочной лигнин	Воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы	Атактический полипропилен Низкомолекулярный полиизобутилен Сополимеры этилена и сложных эфиров Тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпироллидоном	Изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам трубы.
Депрессоры	Сополимеры этилена с винилацетатом Полиметакрилаты Парафлюо Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Другими словами, ингибитор не является отдельным веществом, а представляет собой большое количество молекул различного состава и молекулярной массы [15].

В последнее время наметилась тенденция к разработке присадок комплексного действия, что достигается за счет создания композиции присадок с различным спектром действия. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- разрушением устойчивых эмульсий нефти;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от отложений солей;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

В настоящее время ввиду высокой стоимости ингибиторов парафиноотложений большое внимание уделяется экономному использованию этих присадок. На практике получили применение три способа подачи реагента в скважину:

1. Разовая подача большого объема ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта (ПЗП) через определенные интервалы времени. В дальнейшем при работе скважины присадка постепенно проникает из ПЗП вместе с извлекаемым флюидом посредством чего и проникает в подземное оборудование скважины, предупреждая образование отложений парафинов. Призабойная зона пласта в данном случае выступает в роли естественного дозатора. Данный способ подачи присадки является самым невостребованным, так как при его применении уходит большое количество присадки, а его дозирование нельзя контролировать.

2. Подача реагента в затрубное пространство скважины при помощи устьевого блока дозирования химического реагента (БДР), представленного на рисунке 7. Раствор химреагента, имея более высокую плотность, чем флюид в затрубном пространстве, опускается до интервала приема насоса или НКТ, перемешиваясь с флюидом, поступает в насос или НКТ.



Рисунок 7 – Блок дозирования реагента

Период и объем закачки определяется технологическими условиями. Реагент при помощи дозирующего насоса через распределительную головку подается в затрубное пространство скважины.

Данный способ является более экономически выгодным, чем разовая закачка реагента, но имеет ряд недостатков, которые вносят ограничения в использование данного метода, среди них: разница в плотностях флюида в кольцевом пространстве и химического реагента, инактивация реагента на внешней стенке НКТ и внутренней стенке обсадной колонны и т.д.

3. Глубинный способ подачи реагента в скважину, осуществляемый с использованием БДР и скважинного капиллярного устройства (СПКУ). Данное устройство представляет собой трубку, которую при подземном ремонте устанавливают с внешней стороны НКТ от устья скважины до приема насоса или зоны выпадения парафина из потока флюида, ее выводят из скважины через устьевую арматуру и подключают к БДР. Подача присадки в скважину с использованием СПКУ - лишена недостатков присущих двум описанным выше способам. Использовать СПКУ можно на скважинах оборудованных как УШСН, так и УЭЦН. Ввиду того, что для использования СПКУ необходима установка блока дозирования химического реагента и последующая подача реагента через капилляр, данный процесс не требует больших дополнительных затрат.

Принципиальная схема обустройства скважины оборудованной УЭЦН с использованием СПКУ приведена на рисунке 8.

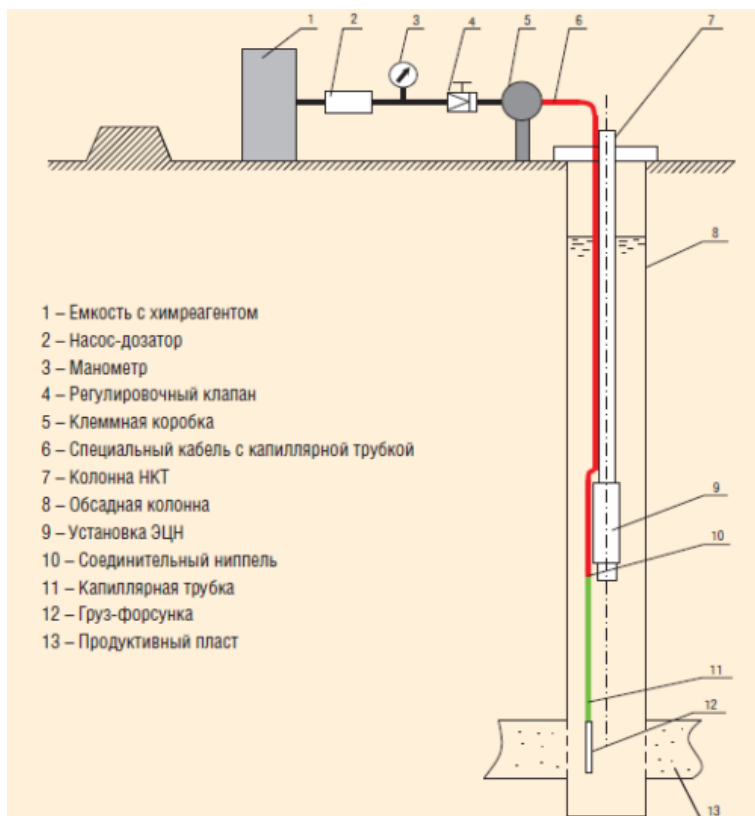


Рисунок 8 - Принципиальная схема обустройства скважины, оборудованной УЭЦН, при применении технологии дозирования с капиллярной трубкой

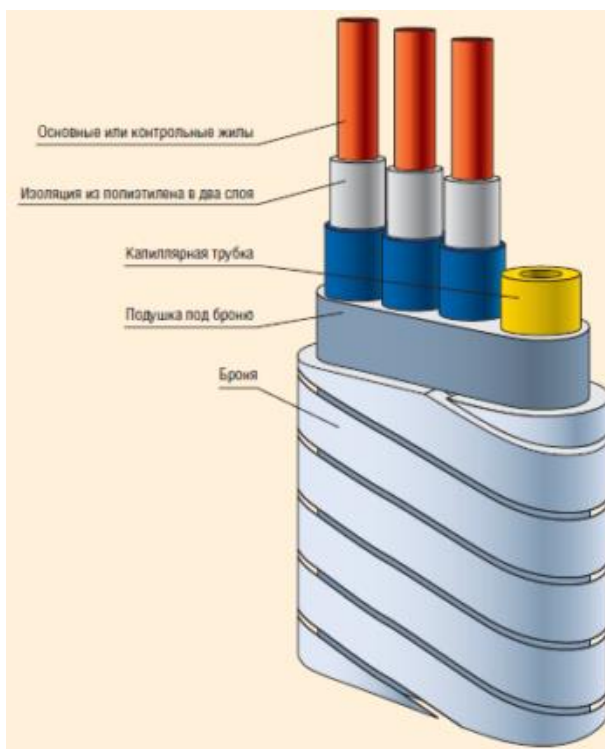


Рисунок 9 - Конструкция специального погружного четырёхжильного кабеля

При использовании СПКУ на скважинах оборудованных УЭЦН возможно применение четырехжильного кабеля, который представлен на рисунке 9 [16].

Схема подачи реагента в скважину с применением СПКУ предполагает три варианта подачи реагента: в призабойную зону, на прием погружного насоса или в интервал образования отложений. Важно, что подача реагента с помощью СПКУ позволяет использовать различные реагенты на разной глубине для борьбы со всеми видами осложнений.

1.5.1.4 Тепловые методы предупреждения образования АСПО

Тепловые методы предотвращения выпадения парафинов заключаются в обработке скважин температурой, превышающей температуру плавления парафина. 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. При использовании установки прогрева скважин (УПС) внутреннее пространство НКТ нагревается с помощью специального грузонесущего изолированного нагревательного кабеля, крепящегося к стенке НКТ, длина которого равна интервалу максимального парафиноотложения. Эффективнее всего применять тепловые методы совместно с ингибиторами парафиноотложений. Данный способ гарантирует предотвращение образования АСПО в скважине.

Стоит учесть, что при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется очень ресурсоэффективным решением [17].

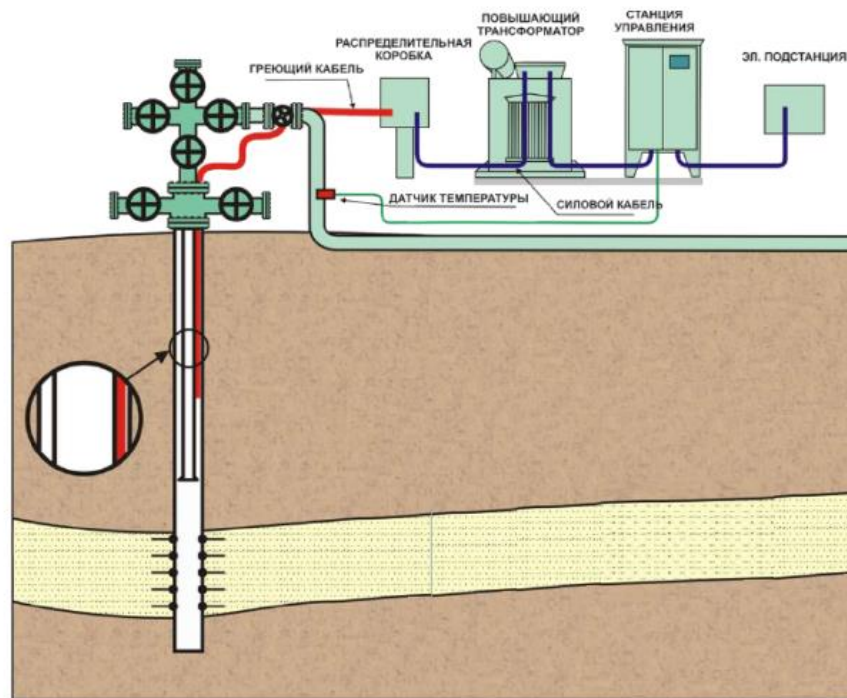


Рисунок 10 – Схема установки прогрева скважин (УПС)

1.5.2 Методы удаления образовавшихся АСПО

1.5.2.1 Тепловые методы удаления АСПО

Данный метод удаления отложившихся асфальтосмолопарафиновых веществ основан на свойстве парафина плавиться при температуре, превышающей температуру плавления парафина. Удаление отложений из НКТ в процессе проведения тепловой обработки осуществляется за счет снижения сил сцепления отложений на поверхности, это происходит путем прокачки через затрубное или трубное пространство агента теплоносителя, его контакта с НКТ, отделения от поверхности НКТ отложений и их последующий вынос с потоком прокачиваемого горячего агента. В настоящее время используют следующие технологии: с применением в виде теплоносителя горячей нефти, пара или воды; индукционные электродепарафинизаторы; реагенты, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции [18]. Наиболее распространенной технологией удаления отложений является закачка горячей нефти. При этом кроме расплавления отложений происходит растворение их в нефти. Преимущества данной технологии: простота реализации технологии и минимизация затрат на закупку химических реагентов. Недостатки технологии

заканчиваются в зависимости качества обработки от температуры нефти, не малых затратах на проведение обработок скважин, а также пожароопасность.

Сущность технологии заключается в нагреве нефти или воды специальным агрегатом для депарафинизации скважин (АДПМ), представленном на рисунке 11, и закачке разогретой до 70-90°C нефти в скважину. При этом разогретая нефть может закачиваться как непосредственно в НКТ, так в затрубное пространство. Нагретый агент может циркулировать в скважине определенное время, расплавляя и удаляя асфальтосмолопарафиновые вещества со стенок НКТ и погружного оборудования. Наиболее предпочтительным методом является закачка горячей нефти в кольцевое пространство. Расход на одну операцию 2-3 объема эксплуатационной колонны скважины, продолжительность 3-4 часа при температуре нефти в выкидной линии, равной 40°C. Процесс трудоемкий. Остановка скважины на время тепловой обработки обуславливает недостаток метода.

Обвязка наземного оборудования производится по схеме, представленной на рисунке 12.



Рисунок 11 – Агрегат для депарафинизации скважин передвижной модернизированный 12/150

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 в виде нефти является дорогостоящим методом удаления образовавшихся АСПО, по сравнению с закачкой воды.

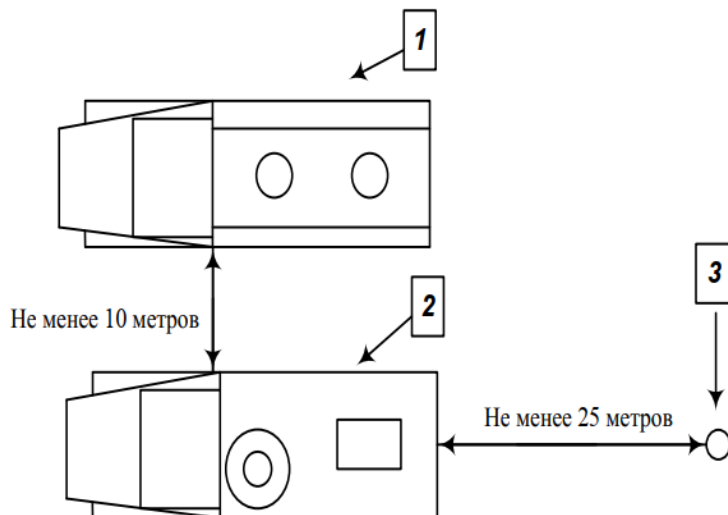


Рисунок 12 – Схема обвязки наземного оборудования при обработке скважины теплоносителем: 1 – автоцистерна, 2 – агрегат типа АДПМ, 3 – устье скважины.

1.5.2.2 Механические методы удаления АСПО

Механическими методами удаления уже образовавшихся отложений асфальтосмолопарафиновых веществ является применение скребков различного исполнения. Механизм процесса удаления АСПО с использованием скребков достаточно прост, он заключается в механическом срывании и разрушении АСПО с внутренней поверхности насосно-компрессорных труб при его движении в их полости, в результате чего отложения увлекаются потоком флюида и выносятся из скважины.

Срезание парафиновой массы скребком происходит при его перемещении вверх, либо при движении вниз-вверх, или при перемещении вверх-поворот вокруг оси. Процесс очистки НКТ от парафиновых отложений может быть непрерывным и периодическим, соответственно существуют скребки непрерывного и периодического действия. При периодическом процессе депарафинизация скребками заключается в удалении отложений, которые образовались после предыдущей очистки. Межочистные интервалы, с которыми

происходит депарафинизация скважины определяются из конкретных условий. При непрерывном процессе удаления применение скребков происходит на постоянной основе, как правило это применяют на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками (ШГНУ). На штанги таких скважин устанавливаются скребки-центраторы. Пример такого скребка показан на рисунке 13. Как правило на одной штанге крепят от 5 до 11 подобных скребков. Он состоит из сформированного на штанге корпуса и конусных поверхностях на торцах. На корпусе находятся ребра со скошенными концами, которые образуют каналы. Эти каналы и выполняют роль центрирующего действия, нейтрализуя вращательные моменты при возвратно-поступательном движении колонны штанг[19].



Рисунок 13 – Скребки центраторы

Удаление АСПО с тела подъёмных штанг, в свою очередь происходит за счёт подвижных скребков, расположенных между телом штанги и скребками-центраторами. Движение таких скребков вокруг оси может быть достигнуто применением их совместно со штанговращателем. Применение полимерных скребков-центраторов решает одновременно несколько задач – это удаление парафиновых отложений на стенках НКТ и центровка колонны насосных штанг при эксплуатации наклонных скважин для предотвращения истирания внутренней поверхности НКТ [21].

Для удаления АСПО из НКТ по периодической схеме применяют установки депарафинизации скважин (УДС) или ручные лебедки со скребками. Частота применения скребков для очистки НКТ от отложений варьируется в

зависимости от дебита скважины и интенсивности отложения АСПО от 1 раза в 7 суток до 1 раза в месяц. Скребки приводятся в действие лебедками или же энергией восходящего потока жидкости в зависимости от способа эксплуатации скважины, её дебита и условий месторождения. Скребок подаётся в скважину на стальном тросе и по пути соскабливает отложения парафина. Движение вниз осуществляет за счёт собственного веса скребка, а также специально подвешиваемого утяжелителя. Однако при остановке скважины, в случае отсутствия буферной задвижки, удаление парафиноотложений проводится неэффективно, так как отложения АСПО, которые были удалены, не выносятся на поверхность и осаждаются.

ООО НПП «Эколайт-Геотехника» производит скважинные скребки различных компоновок, ручные лебедки и УДС. На рисунке 14 представлен режущий скребок.



Рисунок 14 – Скребок режущий СДР-2

Чаще всего используются лезвийные и фрезовые скребки для периодических и постоянных чисток скважин. Режущие головки для депарафинизации скважин являются сменными, соответственно можно подобрать подходящую компоновку скребка. Применение фрезового скребка наиболее эффективно при работе на высокодебитовых скважинах. Лезвийный скребок срезает слой парафина толщиной до 5 мм и увеличивает проходное отверстие в трубе НКТ. Данное оборудование подаётся вниз также под

действием собственного веса с использованием груза-утяжелителя и поднимается за счёт использования лебёдки. Вращение скребка обеспечивается восходящим потоком нефти, который выносит удаленные отложения парафина в выкидную линию.

Установка депарафинизации скважин УДС, называемая также Лебедка Сулейманова, предназначена для механической очистки внутренних поверхностей НКТ с помощью скребков. УДС состоит из станции управления, электродвигателя, редуктора, барабана, рычага контроля провиса, клеммной коробки, сальникового устройства, зажима скребковой проволоки. Применение УДС предотвращает образование парафиновых пробок, восстанавливает и поддерживает неснижаемый уровень дебита скважины. УДС работает в полном автоматическом режиме и не требует наличия оператора на устье. Спуск и подъем скребка регулируется оператором, а мониторинг осуществляется удаленно по GSM каналу в режиме реального времени. Режим работы УДС: автоматический, полуавтоматический и ручной. Периодичность и глубина очистки скважины регулируется и определяется особенностями месторождения. Пример УДС представлен на рисунке 15 [22].



Рисунок 15 – Установка депарафинизации скважин УДС-1 производства компании ООО НПП «Эколайт-Геотехника»

Можно сделать вывод, что скребкование скважин хоть и является довольно экономичным решением проблемы отложения АСПО, но имеет ряд недостатков: ограничение по глубине спуска скребка, необходимость в отдельных случаях остановки оборудования.

1.5.2.3 Химические методы удаления АСПО

Химический метод удаления уже отложившихся асфальтосмолопарафиновых веществ с поверхности нефтепромыслового оборудования основывается на применении растворителей. Действие метода основано на частичном растворении и последующем разрыхлении отложений парафина, в результате чего отложения становятся подвижными и выносятся потоком продукции скважин. Растворитель необходимо подбирать в зависимости от состава АСПО, так как растворимость парафинового, асфальтенового или смешанного типа отложений различается.

Эффективным растворителем для парафинов является смесь предельных углеводородов. Однако стоит учитывать температуру протекания процесса, так как при её уменьшении, растворимость парафинов снижается. Для удаления смол также применяются жидкие парафиновые углеводороды в виду их хорошей растворимости, как и в нефтяных и ароматических растворах. Асфальтены имеют высокую растворимость в ароматических углеводородах, однако не растворяются в парафиновых (алкановых). Использование растворителей является одним из самых распространенных и высокоэффективных способов удаления отложений. Все разработанные на данный момент растворители подразделены на несколько групп:

- индивидуальные органические растворители;
- смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки;
- растворители различных классов органических соединений природного характера;
- органические смеси с добавками ПАВ;
- удалители на водной основе и многокомпонентные смеси

— пироконденсат;

В качестве удалителей парафинов и АСПО используют газовый конденсат, дизельное топливо, керосин, легкие пиролизные смолы, бутил - бензольную фракцию, газовый бензин, смесь сжиженных нефтяных газов, легкую нефть и др. Наиболее удобным растворителем для ряда скважин является газоконденсат.

Закачка химических реагентов производится в трубное пространство скважин, либо через затрубное пространство с дальнейшей продавкой растворителя через приём насоса ЭЦН до интервала отложений. Степень запарафинивания НКТ влияет на расход реагентов растворителей. Для скважин с большим количеством отложений закачку производят непосредственно в НКТ на интервал запарафинивания с остановкой на протекание процесса реагирования. В скважины с умеренным запарафиниванием растворитель можно закачивать как в затрубное пространство, так и в НКТ. При закачке через затрубное пространство расход реагентов рассчитывается из условия 20-30% от объёма НКТ. При закачке растворителя в НКТ расход рассчитывается по интервалу образования АСПО и составляет 20-30% от объёма НКТ при средней степени запарафинивания и 30-40% - при высокой. Максимальная эффективность борьбы с АСПО достигается путём правильной закачки химических реагентов в скважину.

Многочисленные исследования не привели к разработке универсального растворителя, подходящего для применения во всем спектре условий. Определение подходящего растворителя для каждого конкретного случая проводят опытным путем.

2 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О МЕСТОРОЖДЕНИИ

«Z» нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории Парабельского района Томской области в границах одноименного лицензионного участка. Месторождение расположено в 60 км к юго-западу от поселка Пудино Парабельского района, 80 км к югу от г. Кедровый. Район работ таежный, с пологой, заболоченной, слабо расчлененной поверхностью. Пересекает участок река Чижалка с многочисленными притоками. В северной части расположено открытое непроходимое болото. Большая часть территории покрыта лесами смешанного типа. В связи с отсутствием постоянных путей сообщения 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, а в зимний период - автотранспортом по зимникам, действующим с декабря по март. Срочные грузы и персонал завозятся вертолетами.

Климат территории – континентально-циклонический, с суровой продолжительной зимой и коротким жарким летом. Средняя минимальная температура наиболее холодного месяца составляет $-18,7\text{ }^{\circ}\text{C}$, а средняя максимальная температура наиболее жаркого месяца $+18,2\text{ }^{\circ}\text{C}$. Среднегодовая температура воздуха составляет $-1,2\text{ }^{\circ}\text{C}$, абсолютный минимум температуры $-52,9^{\circ}\text{C}$, абсолютный максимум $+36,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. 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. В непосредственной близости от «Z» месторождения находятся Урманское, Нижне-Табаганское, Тамбаевское, Южно-Тамбаевское, Калиновое, Северо-Калиновое, Южно-Табаганское месторождения. В состав «Y»-«Z» группы входят месторождения: «Z», Урманское, Кулгинское, Южно-Табаганское, Смоляное и Солоновское. (Рисунок 16).

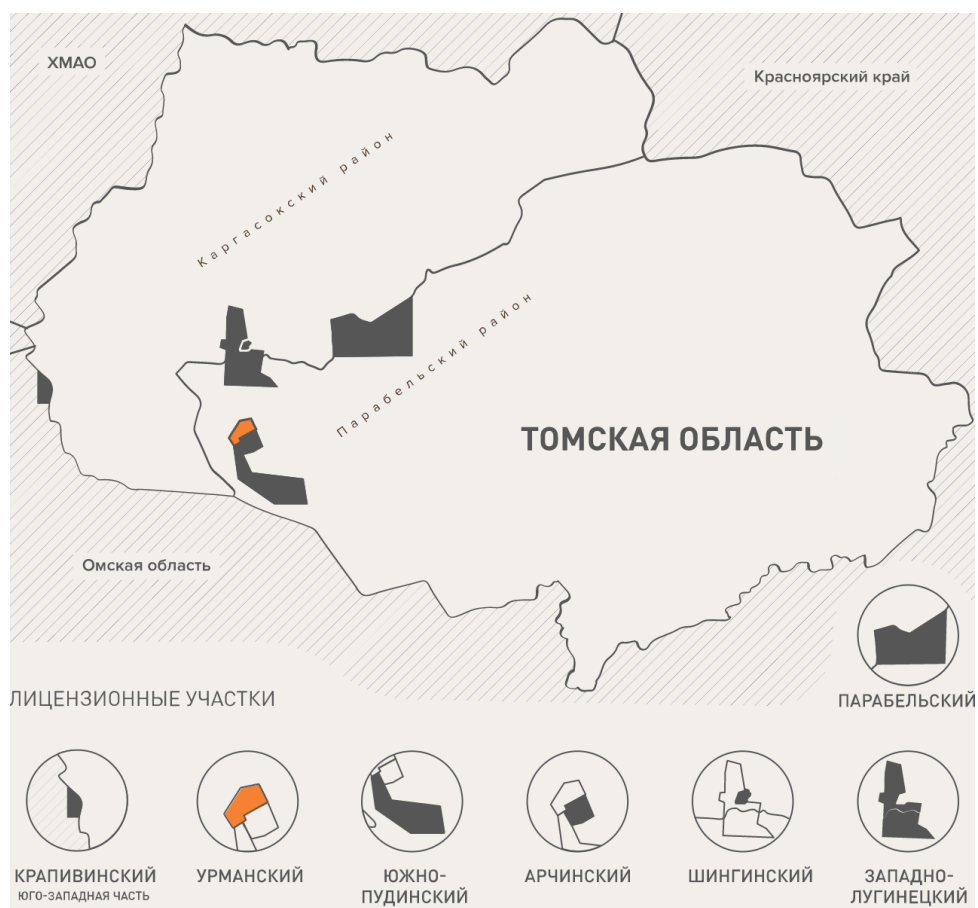


Рисунок 16 – Карта лицензионных участков

Согласно природному районированию Западной Сибири территория 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. На месторождении выделяется водоохранная зона (ВОЗ) реки Чижалка и ее притоков, которая занимает незначительную часть площади поля нефтегазоносности [23].

Для питьевого водоснабжения на промыслах обычно используются воды атлымской свиты. Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения, как питьевой, так и технической водой, бурятся водозаборные скважины глубиной до 170 метров

2.1 Нефтегазоносность продуктивных пластов

Согласно схеме нефтегазогеологического районирования, «Z» нефтегазоконденсатное месторождение входит в состав Казанского нефтегазоносного района Васюганской нефтегазоносной области. 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 «Z» 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 Ю₁³, Ю₃, Ю₅, Ю₇, Ю₈, Ю₁₀, Ю₁₁, Ю₁₂, Ю₁₃.

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

На «Z» площади основная залежь углеводородов контролируется тектоническими экранами и приурочена к зонам гидротермальной переработки органогенных известняков. Горизонт M_1 представлен преимущественно известняками герасимовской свиты органогенными, массивными, трещиноватыми, кавернозными [23].

2.2 Свойства и состав пластовых флюидов

Физико-химические свойства нефти и растворенного газа «Z» месторождения изучались по данным исследований глубинных и поверхностных проб.

Пластовая нефть характеризуется следующими свойствами: плотность сепарированной нефти 863 кг/м³, объемный коэффициент пластовой нефти при начальных пластовых условиях равен 1,433, газосодержание – 156 м³/т. Нефть

малосернистая (содержание общей серы – 0,44 % масс.), средняя, высокопарафинистая – (содержание твердых парафинов 6,75% масс.), смолистая (содержание смол силикагелевых 5,09 % масс.). Содержание асфальтенов равно 1,6 % масс. Температура начала кипения 81,1°C, выход легких фракций до 300°C 39,26 % об. Кинематическая вязкость нефти при 20°C и 50°C равна соответственно 17,9 мм²/с и 6,7 мм²/с. Соответствующие значения динамической вязкости равны 15,4 мПа с и 5,8 мПа с.

По данным ступенчатой сепарации попутный газ обладает плотностью 0,924 кг/м³ и содержит 78,41 % мол. метана, 7,09 % мол. этана, 6,63 % мол. пропана, 3,41 % мол. бутанов, 1,27 % мол. пентанов, 0,27 % мол. гексанов, 2,7 % мол. диоксида углерода, 0,23 % мол. азота. Сероводород не обнаружен, инертные газы не определялись.

Пластовая вода представляет собой сложный раствор, в составе которого неорганические соли, газы, растворимые в воде неорганические вещества. Среди растворенных в пластовой воде веществ преобладают неорганические соли, хлориды, сульфаты и карбонаты щелочных и щелочноземельных металлов. Физико-химические свойства пластовой воды представлены в таблице 4 [24].

Таблица 4 - Физико-химические свойства пластовой воды

Наименование показателя	Ед.изм.	Диапазон изменения
Минерализация	мг/л	24521-57609
Плотность	кг/м ³	1019-1041
Содержание ионов:	мг/л	
Хлор-ион (Cl ⁻)		14858,8-34551,3
Гидрокарбонат-ион (HCO ₃ ⁻)		366,0-1262,7
Кальций (Ca ²⁺)		1202,4-4308,6
Магний (Mg ²⁺)		97,28-291,84
Натрий (Na ⁺)		6549,02-20304,6
Калий (NH ₄ ⁺)		14,0-148,0
Йод (I ⁻)		1,56-9,27
Бром (Br ⁻)		35,07-153,14
Сульфат-ион (SO ₄ ²⁻)		22,5-127,0

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗОНЫ ВЫПАДЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНЕ

Определить зону выпадения АСПО в скважине [25, 26].

Исходные данные:

Таблица 5 – исходные данные для задачи

Параметры	Обозначение	Значение
Пластовая температура, °С	$T_{пл}$	91
Температура нейтрального слоя, °С	$T_{н.с.}$	3
Глубина нейтрального слоя, м	$L_{н.с.}$	4
Геотермический градиент, °С/м	Γ_T	0,01
Глубина скважины, м	$L_{ск}$	2866
Условный диаметр НКТ, м	D	0,073
Коэффициент теплоемкости продукции скважины, Дж/(кг*°С)	C	1700
Коэффициент теплопередачи, Вт/(м ² *°С)	K_s	3,5
Дебит скважины массовый, кг/с	M	0,1844
Температура окружающей среды на глубине заложения трубопровода, °С	$T_{о.с.}$	-0,2
Температура кристаллизации сепарированной нефти, °С	$T_{кр}^{сеп}$	56
Давление в скважине, МПа	P	Табл. 6
Давление насыщения, Мпа	$P_{нас}$	13
Газонасыщенность нефти, м ³ /т	$\Gamma_{ом}$	59,46
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	$\rho_{нд}$	864
Плотность газа, кг/м ³	$\rho_{г}$	0,924
Содержание в газе азота, %	$Уа$	0,23
Содержание метана в газе, %	$Ум$	78,41

Таблица 6 – Распределение давления по глубине скважины

Параметры	Глубина $L_{ск}$, м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Давление P , МПа	1,51	1,64	1,85	2,18	2,59	3,11	3,77	4,60	5,68	7,11	9,12

Решение:

1. Температура окружающей среды на забое скважины.

$$T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} = T_{\text{нс}} + \Gamma_T \cdot L_{\text{ск}} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 31,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

2. Расчет температуры потока в скважине.

Точка 1. $L=L_{\text{ск}}=2866$ м; $T_{\text{нач}}=T_{\text{пл}}=91$ °С.

Точка 2. $L=2580$ м.

$$T = T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{\text{ск}} - L) \right)$$
$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 2580) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 2580) \right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 3. $L=2293$ м.

$$T = T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{\text{ск}} - L) \right)$$
$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 2293) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 2293) \right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 4. $L=2006$ м.

$$T = T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{\text{ск}} - L) \right)$$
$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 2006) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 2006) \right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 5. $L=1720$ м.

$$T = T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{\text{ск}} - L) \right)$$
$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 1720) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} \right) \cdot \exp \left(- \frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 1720) \right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 6. $L=1433$ м.

$$T = T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \Gamma_T \cdot (L_{\text{ск}} - L) + \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} + \left(T_{\text{нач}} - T_{\text{о.с}}^{\text{пл}} - \frac{\Gamma_T \cdot C \cdot M}{\pi \cdot D \cdot K} \right) \cdot \exp \left(- \frac{\pi \cdot D \cdot K}{C \cdot M} (L_{\text{ск}} - L) \right)$$

$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 1433) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 1433)\right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 7. L=1146 м.

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

$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 1146) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 1146)\right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 8. L=860 м.

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

$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 860) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 860)\right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 9. L=573 м.

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

$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 573) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 573)\right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 10. L=287 м.

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

$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 - 287) + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5} + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot (2866 - 287)\right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Точка 11. L=0 м.

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

$$T = 31,7 - 0,01 \cdot (2866 + \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}) + \left(91 - 31,7 - \frac{0,01 \cdot 1700 \cdot 0,1844}{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}\right) \cdot \exp\left(-\frac{3,14 \cdot 0,073 \cdot 3,5}{1700 \cdot 0,1844} \cdot 2866\right) = 95,7 \text{ } ^\circ\text{C}.$$

Таблица 7 - Полученные температуры потока в скважине

Параметры	Глубина Лскв, м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Температура потока Т, °С.	6,9	9,8	12,8	15,8	19,1	22,7	27,1	33,1	42,6	59,3	91,0

3. Вычисляем давление насыщение нефти газом при температуре потока:

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

Точка 1. $t = 91$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{91 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 13 \text{ МПа}$$

Точка 2. $t = 59,3$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{59,3 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 9,6 \text{ МПа}$$

Точка 3. $t = 42,6$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{42,6 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 7,8 \text{ МПа}$$

Точка 4. $t = 33,1$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{33,1 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 6,78 \text{ МПа}$$

Точка 5. $t = 27,1$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{27,1 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 6,13 \text{ МПа}$$

Точка 6. $t = 22,7$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{22,7 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 5,66 \text{ МПа}$$

Точка 7. $t = 19,1$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{19,1 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 5,27 \text{ МПа}$$

Точка 8. $t = 15,8$ °С

$$P_{наст} = 13 + \frac{15,8 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 4,92 \text{ МПа}$$

Точка 9. $t = 12,8 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13 + \frac{12,8 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 4,6 \text{ МПа}$$

Точка 10. $t = 9,8 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13 + \frac{9,8 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 4,28 \text{ МПа}$$

Точка 11. $t = 6,9 \text{ }^\circ\text{C}$

$$P_{\text{наст}} = 13 + \frac{6,9 - 91}{9,157 + \frac{701,8}{59,46(78,41 - 0,8 \cdot 0,23)}} = 3,97 \text{ МПа}$$

Таблица 8 - Давление насыщения нефти газом при температуре потока в скважине

Параметры	Глубина Лскв, м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Давление насыщения нефти газом $P_{\text{наст}}$, МПа	3,97	4,28	4,6	4,92	5,27	5,66	6,13	6,78	7,8	9,6	13

4. Рассчитываем объем выделившегося из нефти газа:

$$G_{\text{ОМ}i} = G_{\text{ОМ}} \left(1 - \left(\frac{p_i - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1} \right)^f \right); f = 0,32 + 1/(Y_a^2 + 1,567)$$

$$f = 0,32 + 1/(0,23^2 + 1,567) = 0,94$$

Точка 1. $P = 9,12 \text{ МПа}$; $P_{\text{наст}} = 13 \text{ МПа}$.

$$G_{\text{ОМ}1} = G_{\text{ОМ}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1} \right)^f \right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{9,12 - 0,1}{13 - 0,1} \right)^{0,94} \right) = 16,9 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 2. $P = 7,11 \text{ МПа}$; $P_{\text{наст}} = 9,6 \text{ МПа}$.

$$G_{\text{ОМ}2} = G_{\text{ОМ}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1} \right)^f \right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{7,11 - 0,1}{9,6 - 0,1} \right)^{0,94} \right) = 14,7 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 3. $P = 5,68 \text{ МПа}$; $P_{\text{наст}} = 7,8 \text{ МПа}$.

$$G_{\text{ОМ}3} = G_{\text{ОМ}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1} \right)^f \right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{5,68 - 0,1}{7,8 - 0,1} \right)^{0,94} \right) = 15,5 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 4. $P = 4,6 \text{ МПа}$; $P_{\text{наст}} = 6,78 \text{ МПа}$.

$$G_{\text{ОМ}4} = G_{\text{ОМ}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1} \right)^f \right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{4,6 - 0,1}{6,78 - 0,1} \right)^{0,94} \right) = 18,3 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 5. $P = 3,77 \text{ МПа}$; $P_{\text{наст}} = 6,13 \text{ МПа}$.

$$G_{\text{ОМ}5} = G_{\text{ОМ}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p - 0,1}{p_{\text{наст}} - 0,1} \right)^f \right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{3,77 - 0,1}{6,13 - 0,1} \right)^{0,94} \right) = 22,1 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 6. $P = 3,11$ Мпа; $P_{\text{нас}} = 5,66$ Мпа.

$$G_{\text{OM}6} = \Gamma_{\text{OM}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p-0,1}{P_{\text{нас}}-0,1}\right)^f\right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{3,11-0,1}{5,66-0,1}\right)^{0,94}\right) = 25,9 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 7. $P = 2,59$ Мпа; $P_{\text{нас}} = 5,27$ Мпа.

$$G_{\text{OM}7} = \Gamma_{\text{OM}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p-0,1}{P_{\text{нас}}-0,1}\right)^f\right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{2,59-0,1}{5,27-0,1}\right)^{0,94}\right) = 29,4 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 8. $P = 2,18$ Мпа; $P_{\text{нас}} = 4,92$ Мпа.

$$G_{\text{OM}8} = \Gamma_{\text{OM}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p-0,1}{P_{\text{нас}}-0,1}\right)^f\right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{2,18-0,1}{4,92-0,1}\right)^{0,94}\right) = 32 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 9. $P = 1,85$ Мпа; $P_{\text{нас}} = 4,6$ Мпа.

$$G_{\text{OM}9} = \Gamma_{\text{OM}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p-0,1}{P_{\text{нас}}-0,1}\right)^f\right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{1,85-0,1}{4,6-0,1}\right)^{0,94}\right) = 34,9 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 10. $P = 1,64$ Мпа; $P_{\text{нас}} = 4,28$ Мпа.

$$G_{\text{OM}10} = \Gamma_{\text{OM}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p-0,1}{P_{\text{нас}}-0,1}\right)^f\right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{1,64-0,1}{4,28-0,1}\right)^{0,94}\right) = 36,17 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 11. $P = 1,51$ Мпа; $P_{\text{нас}} = 3,97$ Мпа.

$$G_{\text{OM}11} = \Gamma_{\text{OM}} \cdot \left(1 - \left(\frac{p-0,1}{P_{\text{нас}}-0,1}\right)^f\right) = 59,46 \cdot \left(1 - \left(\frac{1,51-0,1}{3,97-0,1}\right)^{0,94}\right) = 36,33 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Таблица 9 – Объем выделившегося из нефти газа

Параметры	Глубина Лскв, м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Объем выделившегося из нефти газа $G_{\text{OM}i}$, м ³ /т	36,33	36,17	34,9	32	29,4	25,9	22,1	18,3	15,5	14,7	16,9

5. Рассчитываем количество растворенного газа:

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{OM}i}$$

Точка 1. $L=2866$ м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{OM}1} = 59,46 - 16,9 = 42,5 \text{ м}^3/\text{т}$$

Точка 2. $L=2580$ м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{OM}2} = 59,46 - 16,9 = 44,7 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 3. $L=2293$ м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{OM}3} = 59,46 - 16,9 = 43,9 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 4. $L=2006$ м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{\text{ом}} - G_{\text{OM}4} = 59,46 - 16,9 = 41,1 \text{ м}^3/\text{т}.$$

Точка 5. L=1720 м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{ОМ5} = 59,46 - 16,9 = 37,3 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 6. L=1433 м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{ОМ6} = 59,46 - 16,9 = 33,5 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 7. L=1146 м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{ОМ7} = 59,46 - 16,9 = 30 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 8. L=860 м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{ОМ8} = 59,46 - 16,9 = 27 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 9. L=573 м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{ОМ9} = 59,46 - 16,9 = 24,5 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 10. L=287 м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{ОМ10} = 59,46 - 16,9 = 23,3 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Точка 11. L=0 м

$$\Gamma_{\phi} = \Gamma_{ом} - G_{ОМ11} = 59,46 - 16,9 = 23,1 \text{ м}^3/\text{т.}$$

Таблица 10 – Объем выделившегося из нефти газа

Параметры	Глубина Lскв, м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Количество растворенного газа Γ_{ϕ} , м ³ /т	23,1	23,3	24,5	27,0	30,0	33,5	37,3	41,1	43,9	44,7	42,5

6. Расчет температуры кристаллизации парафина в скважине:

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

Точка 1. Температура кристаллизации на забое скважины при L=2866 м для соответствующих этой глубине значений P и Γ_{ϕ}

$$T_{КР} = T_{КР}^{СЕП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 9,12 - 0,1 \cdot 42,5 = 53,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 2. L=2580 м

$$T_{КР} = T_{КР}^{СЕП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 7,11 - 0,1 \cdot 44,7 = 52,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 3. L=2293 м

$$T_{КР} = T_{КР}^{СЕП} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 5,68 - 0,1 \cdot 43,9 = 52,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 4. L=2006 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 4,6 - 0,1 \cdot 41,1 = 52,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 5. L=1720 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 3,77 - 0,1 \cdot 37,3 = 53 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 6. L=1433 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 3,11 - 0,1 \cdot 33,5 = 53,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 7. L=1146 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 2,59 - 0,1 \cdot 30 = 53,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 8. L=860 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 2,18 - 0,1 \cdot 27 = 53,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 9. L=573 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 1,85 - 0,1 \cdot 24,5 = 53,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 10. L=287 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 1,64 - 0,1 \cdot 23,3 = 54 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 11. L=0 м

$$T_{\text{КР}} = T_{\text{КР}}^{\text{СЕР}} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_{\phi} = 56 + 0,2 \cdot 1,51 - 0,1 \cdot 23,1 = 54 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Таблица 11 – Температура кристаллизации парафина

Параметры	Глубина L _{СКВ} , м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Температура кристаллизации T _{кр} , °C.	54,0	54,0	53,9	53,7	53,5	53,3	53,0	52,8	52,7	52,9	53,6

7. Рассчитываем температуру окружающей среды:

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{CK}$$

Точка 1. L=2866 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{CK} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 31,7 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 2. L=2580 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{CK} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 28,8 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 3. L=2293 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{CK} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 25,9 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 4. L=2006 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{CK} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 23,1 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Точка 5. L=1720 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 20,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 6. L=1433 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 17,3 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 7. L=1146 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 14,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 8. L=860 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 11,6 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 9. L=573 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 8,7 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 10. L=287 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = 5,9 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Точка 11. L=0 м

$$T_{o.c} = T_{nc} + \Gamma_T \cdot L_{ск} = 3 + 0,01 \cdot 2866 = -0,2 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Таблица 12 – Температура окружающей среды:

Параметры	Глубина Lскв, м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Температура окружающей среды То.с, °С.	-0,2	5,9	8,7	11,6	14,5	17,3	20,2	23,1	25,9	28,8	31,7

Таблица 13 – Обобщенные данные по скважине:

Параметры	Глубина Lскв, м										
	0	287	573	860	1146	1433	1720	2006	2293	2580	2866
Температура потока Т, °С.	6,9	9,8	12,8	15,8	19,1	22,7	27,1	33,1	42,6	59,3	91,0
Температура крист. Ткр, °С.	54,0	54,0	53,9	53,7	53,5	53,3	53,0	52,8	52,7	52,9	53,6
Температура окр. среды То.с, °С.	-0,2	5,9	8,7	11,6	14,5	17,3	20,2	23,1	25,9	28,8	31,7

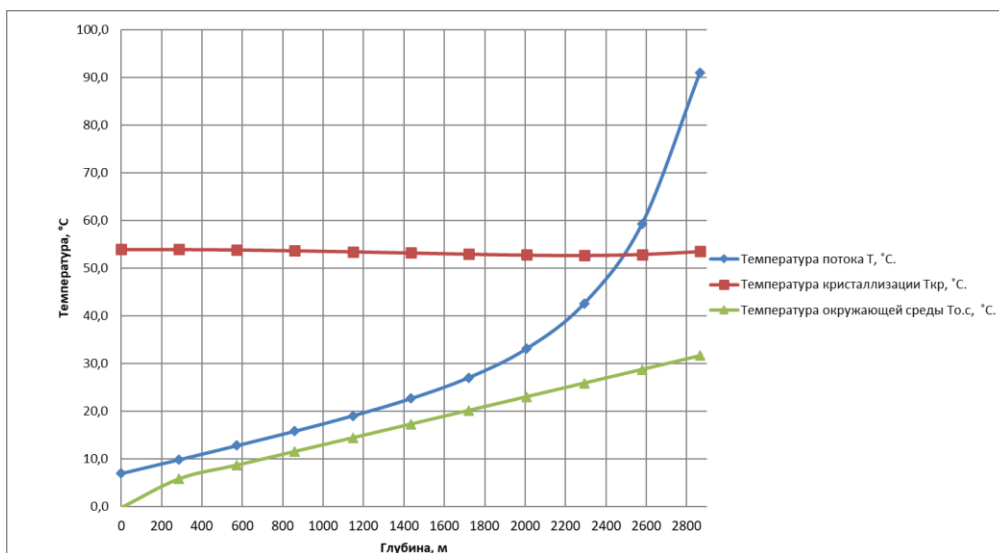


Рисунок 17 – График обобщенных данных по скважине

8. Влияние диаметра НКТ на глубину зоны выпадения АСПО в скважине

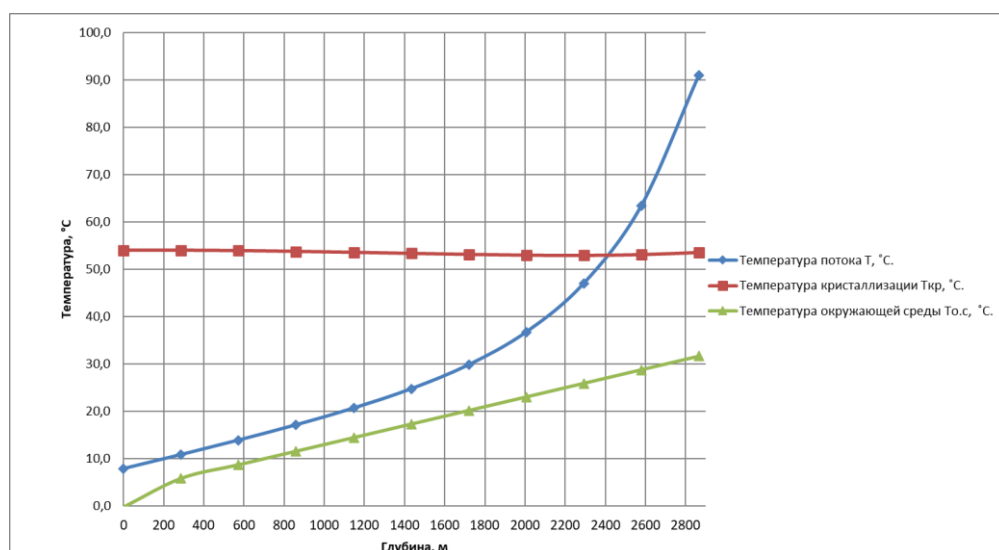


Рисунок 18 – Смена диаметра НКТ на D=0,06 м

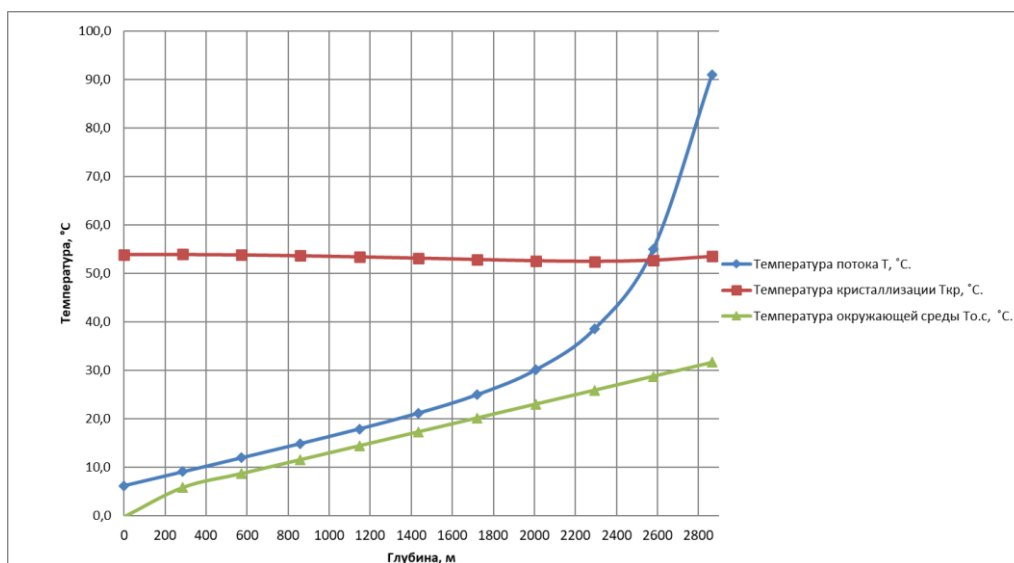


Рисунок 19 – Смена диаметра НКТ на D=0,089 м

9. Влияние дебита на глубину зоны выпадения АСПО в скважине

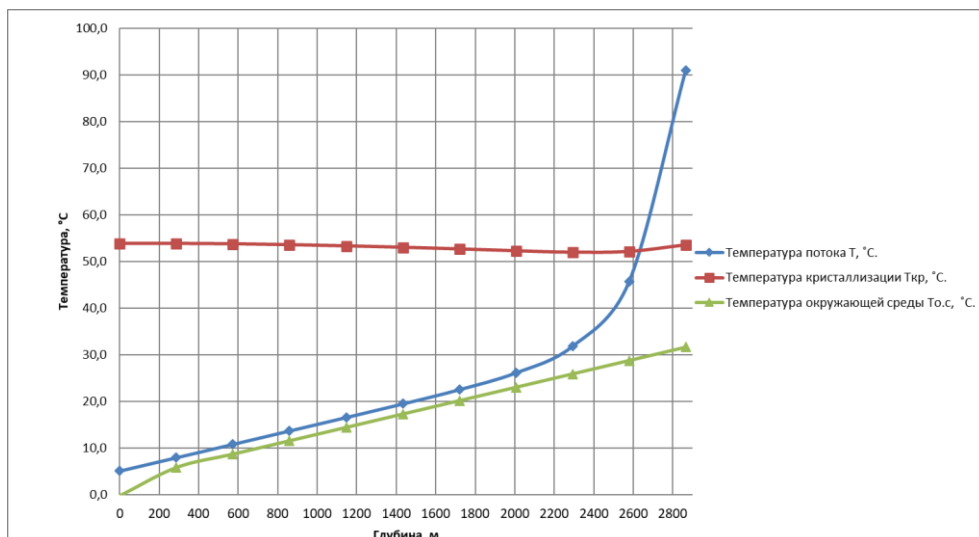


Рисунок 20 – Изменение дебита скважины на $M=0,1$ кг/с

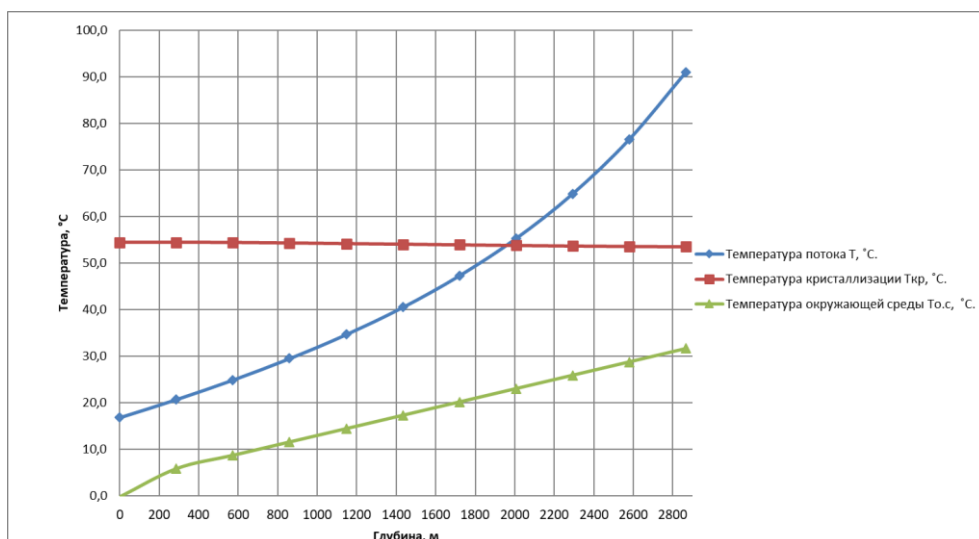


Рисунок 21 – Изменение дебита скважины на $M=0,5$ кг/с

Вывод: по полученным в ходе расчета данным, можно сделать вывод о том, что зона выпадения АСПО будет находиться на глубине $\sim 2500-0$ м. С увеличением дебита скважины, а следовательно, и скорости потока флюида глубина зоны выпадения парафина снижается, однако более полезной выглядит зависимость диаметра НКТ: с уменьшением диаметра НКТ глубина зоны выпадения парафина, как и зона его отложения уменьшается. В данной скважине целесообразно использовать закачку ингибитора АСПО, например при помощи СПКУ на прием насоса, так как глубина выпадения парафина находится на отметке, близкой к ПЗП.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Турбаевскому Яну Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01. 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>	<i>Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами не более 2500000 рублей.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций.</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>НДС = 20%; Таможенная пошлина = 20% долл. США/тонну нефти; Налог на прибыль = 20%; Ставка НДС = 919руб./тонну нефти.</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ конкурентных технических решений, QuaD анализ.</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Расчет затрат на оборудование, материалы, амортизационные отчисления, заработную плату, накладные расходы. Составление сметы затрат.</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Оценка экономической эффективности применения технологии.</i>

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Оценка качества и перспективности по технологии QuaD
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	01.04.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Спицына Любовь Юрьевна	К.Э.Н.		01.04.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Турбаевский Ян Александрович		01.04.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Серьезной проблемой при разработке месторождений, вызывающей осложнения в функционировании скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок.

Наиболее перспективными и технологичными методами предупреждения выпадения АСПО являются химические методы. Применение ингибиторов парафинообразования позволяет предупредить образование АСПО как в скважине, так и в системе сбора продукции скважин. Практика показала, что предотвращение отложения тяжелых органических соединений является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление.

В данном разделе проведён расчёт мероприятий по закачке ингибитора парафиноотложений СНПХ-ИПГ-11 от компании АО «НИИнефтепромхим» в скважину в интервале приема насоса, а также дана оценка перспективности химических методов борьбы с отложениями АСПО.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения мероприятий по удалению и предупреждению образования АСПО с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

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

Для сравнения были взяты следующие методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями:

1. механический - применение различного вида очистных устройств;

2. химический – подача химического реагента с помощью капиллярной трубки;

3. тепловой – электрообогрев скважин с использованием гибкого нагревателя.

Детальный анализ конкурирующих разработок с помощью оценочной карты представлен в таблице 14.

Таблица 14 - Оценочная карта сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бм	Бх	Бт	Км	Кх	Кт
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Эффективность борьбы с АСПО	0,13	2	4	3	0,26	0,52	0,39
2. Удобство в эксплуатации	0,04	4	5	4	0,16	0,20	0,16
3. Энергоэкономичность	0,06	5	4	2	0,30	0,24	0,12
4. Уровень шума	0,02	4	5	5	0,08	0,10	0,10
5. Простота внедрения	0,04	4	3	4	0,16	0,12	0,16
6. Простота эксплуатации	0,02	4	4	5	0,08	0,08	0,10
7. Надежность	0,10	2	4	4	0,20	0,40	0,40
8. Безопасность	0,10	3	3	4	0,30	0,30	0,40
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,05	4	5	3	0,20	0,25	0,15
2. Стоимость внедрения	0,12	4	3	3	0,48	0,36	0,36
3. Послепродажное обслуживание	0,05	3	5	4	0,15	0,25	0,20
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,12	3	4	4	0,36	0,48	0,48
5. Финансирование научной разработки	0,05	2	4	3	0,10	0,20	0,15
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,20	0,20	0,20
7. Наличие сертификации разработки	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,15
Итого	1	53	62	55	3,28	3,95	3,52

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

В оценочной карте сравнения конкурентных технических решений под индексами представлены: М – механический метод, Х – химический метод, Т – тепловой метод.

Исходя из таблицы 1 по данным результата анализа можно сделать вывод о том, что наибольшими конкурентными преимуществами по сравнению с остальными методами обладает химический метод борьбы с АСПО.

4.1.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение о целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект. Суть метода QuaD заключается в расчете средневзвешенных показателей оценки коммерческого потенциала разработки и оценки качества разработки. При этом оценка производится по столбальной шкале.

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

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

где $P_{\text{ср}}$ – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Значение $P_{\text{ср}}$ позволяет говорить о перспективах метода и качестве проведенного исследования.

Результаты оценки качества и перспективности химического метода предупреждения образования АСПО по технологии QuaD представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений по технологии QuaD

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Энергоэффективность	0,05	90	100	0,90	0,045
2. Надежность	0,13	95	100	0,95	0,124
3. Унифицированность	0,04	50	100	0,50	0,020
4. Риск аварии	0,13	80	100	0,80	0,104
5. Сложность технологии	0,06	60	100	0,60	0,036
6. Уровень шума	0,02	90	100	0,90	0,018
7. Безопасность	0,13	85	100	0,85	0,111
8. Простота эксплуатации	0,03	90	100	0,90	0,027
9. Ремонтопригодность	0,09	85	100	0,85	0,077
Показатель оценки коммерческого потенциала разработки					
10. Конкурентоспособность	0,10	90	100	0,90	0,090
11. Уровень проникновения на рынок	0,03	85	100	0,85	0,026
12. Цена	0,05	80	100	0,80	0,040
13. Финансовая эффективность технического решения	0,09	70	100	0,70	0,063
14. Наличие сертификации разработки	0,05	85	100	0,85	0,043
Итого	1	-	-	-	0,822

В ходе оценки, было рассчитано значение P_{cp} , оно оказалось равно 0,822, что свидетельствует о высокой перспективности химического метода предупреждения образования АСПО и его высоком качестве.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения настоящей работы сформирована группа из следующего состава: исследователь и научный руководитель. Распределение исполнителей по видам работ и этапы приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материала по теме	Студент
	3	Выбор направления исследования	Руководитель, Студент
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Составление литературного обзора ВКР	Студент
	6	Проведение анализа современных методов борьбы с АСПО	Студент
	7	Проведение расчета зоны выпадения АСПО	Руководитель, Студент
	8	Сопоставление результатов расчёта с промышленными данными	Студент
Обработка результатов исследования	9	Экономическая оценка полученных результатов	Студент
Оформление выполненной работы	10	Оформление пояснительной записки и презентации	Студент

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5} \quad (3)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел-дни;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы и рассчитывается по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} \quad (4)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни, для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (5)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} \quad (6)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

В 2021 году 365 календарных дней и из них 118 праздничные и выходные дни. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

Результаты расчёта временных показателей проведения научно-исследовательской работы представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}	Исполнители
	t_{mini}	t_{maxi}	$t_{ожи}$			
Составление и утверждение технического задания	5	7	6	6	8	Руководитель
Выбор направления исследования	3	4	3	3	5	Руководитель, Студент
Подбор и изучение материала по теме	15	20	17	9	11	Студент
Календарное планирование работ по теме	2	4	3	1	2	Руководитель, Студент
Проведение анализа современных методов борьбы с АСПО	20	25	22	22	27	Студент
Составление литературного обзора ВКР	9	12	10	10	13	Студент
Проведение расчета зоны выпадения АСПО	9	15	11	6	7	Руководитель, Студент
Сопоставление результатов расчёта с промышленными данными	4	9	6	6	8	Студент
Экономическая оценка полученных результатов	5	12	8	8	10	Студент
Оформление пояснительной записки и презентации	5	9	7	7	9	Студент

На основе таблицы 17 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 18 (Приложение А). График строится для максимального по длительности исполнения работ с разбивкой по месяцам и декадам.

4.3 Бюджет применения технологии специального погружного капиллярного устройства для подачи ингибитора парафиноотложения

4.3.1 Расчет затрат на реагенты, специальное оборудование и суммы амортизационных отчислений

Расходы, связанные с приобретением реагентов, зависят от нормы расхода реагентов, а также от цены используемого реагента. Затраты на приобретение химических реагентов рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p \cdot C_{\text{реаг}} \cdot Q \cdot 365 \quad (7)$$

где N_p – норма расхода реагента, кг/м³;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом транспортно-заготовительных расходов (ТЗР), без НДС, руб./т;

Q – дебит скважины, м³/сут.

$$Z_{\text{реаг}} = 0,1 \cdot 414,3 \cdot 19 \cdot 365 = 287317 \text{ руб.}$$

Технология с применением СПКУ требует покупки комплекта специального оборудования, а именно скважинного блока дозирования реагента, наземный трубопровод, устройство ввода в устьевую арматуру, капиллярный трубопровод, обратный клапан, распылитель. Данные затраты относятся к единовременным и составят:

$$Z_{\text{ед}} = 830000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 28.04.2018) «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы», данное оборудование относится к четвертой амортизационной группе, срок полезного использования которой составляет от 5 до 7 лет включительно. Норма амортизации при этом составляет 14,3 % в год. Рассчитаем размер амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{\Gamma} = \frac{C_{\text{п}} \cdot H_{\text{А}}}{100\%} = \frac{830000 \cdot 14,3}{100} = 118690 \text{ руб.} \quad (8)$$

где $C_{\text{п}}$ – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;

$H_{\text{А}}$ – норма амортизационных отчислений, %.

4.3.2 Основная заработная плата

Операция по оборудованию скважины СПКУ проводится бригадой ПРС из 3 человек в составе оператора подземного ремонта, помощника оператора и Машиниста подъемника, а также инженера – электрика.

Расчет заработной платы для состава бригады представлен в таблице 19 с учетом тарифной ставки по каждому разряду, северного и районного коэффициентов, а также временем проведения операции.

Таблица 19 – Расчет заработной платы

Исполнители по категориям	Кол-во	Тарифная ставка, руб./час	Время проведения мероприятия, ч	Тарифный фонд ЗП, руб.	Премия 30%	ЗП с учетом надбавок, руб.
Оператор подземного ремонта	1	312,35	28,5	8901,97	3471,77	48450,17
Помощник оператора	1	259,12	28,5	7384,9	2880,11	40193,39
Машинист подъемника	1	242,86	28,5	6921,5	2699,38	37671,22
Инженер-электрик	1	302,12	28,5	8610,42	3358,06	46863,34
Итого	4			31818,83	12409,34	173178,14

Из расчетов следует, что общие затраты на выплату заработной платы рабочим составили 173178,14 рублей.

4.3.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые взносы)

Страховые взносы в государственные внебюджетные фонды: Пенсионный фонд, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев на производстве.

Расчет страховых взносов при переводе скважины на химический метод депарафинизации с использованием СПКУ сведен в таблице 7.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 для предоставления услуг по добыче нефти и газа, а также предоставления прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД – 09).

Таблица 20 – Отчисления во внебюджетные фонды

Показатель	Оператор подземного ремонта	Помощник оператора	Машинист подъемника	Инженер-электрик
Кол-во работников	1	1	1	1
ЗП, руб.	48450,17	40193,39	37671,22	46863,34
ФСС (2,9%)	1405,05	1165,61	1092,47	1359,04
ФОМС (5,1%)	2470,96	2049,86	1921,23	2390,03
ПФР (22%)	10659,04	8842,55	8287,67	10309,93
Страхование от несчастных случаев на производстве и проф. заболеваний (0,4%)	193,80	160,77	150,68	187,45
Всего, руб.	14728,85	12218,79	11452,05	14246,46
Общая сумма, руб.	52646,15			

Из расчетов следует, что общие затраты на отчисления во внебюджетные фонды составили 52646,15 рублей.

4.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы составляют 16% от прямых затрат. Для этого все прямые затраты сведены в таблицу 21 для более удобного рассмотрения и расчета. Затраты на проведение мероприятия рассчитываются по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = Z_{\text{реаг}} + Z_{\text{зп}} + Z_{\text{соц}} + Z_{\text{ед}} + A_{\Gamma} \quad (9)$$

где $Z_{\text{реаг}}$ – затраты на закупку химических реагентов, руб.;

$Z_{\text{зп}}$ – затраты на заработную плату промышленно-производственного персонала;

$Z_{\text{соц}}$ – затраты на страховые взносы, руб.;

$Z_{\text{ед}}$ – единовременные затраты на приобретение оборудования;

A_{Γ} – амортизационные отчисления.

Таблица 21 – Затраты на применение технологии химической обработки скважины с использованием СПКУ

Статьи затрат	Сумма, руб.
Единовременные затраты	830 000
Затраты на реагент	287317
Заработная плата	173 178,14
Страховые взносы	52646,15
Амортизационные отчисления	118690
Итого	1 461 831,29
Накладные расходы 16%	233893
Общая сумма	1 695 724,29

4.4 Определение экономической эффективности от внедрения метода

Технология заключается в подаче ингибитора СНПХ-ИПГ-11 в интервал до глубины приема насоса. Рассчитаем экономический эффект внедрения данного метода для условий «Z» месторождения по следующей методике.

Годовые затраты химического реагента для предотвращения формирования АСПО определяются по формуле:

$$Z_{\text{реаг}} = N_p \cdot C_{\text{реаг}} \cdot Q \cdot 365 \quad (10)$$

где N_p – норма расхода реагента, кг/м³;

$C_{\text{реаг}}$ – цена реагента с учетом транспортно-заготовительных расходов (ТЗР), без НДС, руб./т;

Q – дебит скважины, м³/сут.

Годовые затраты на обслуживание:

$$Z_{\text{об}} = 12 \cdot Z_{\text{м.об.}} \quad (11)$$

где $Z_{\text{м.об.}}$ – ежемесячные затраты на обслуживание, руб./месяц.

Общие годовые затраты на приобретение и обслуживание СПКУ:

$$Z_{\text{СПКУ}} = Z_{\text{ед}} \cdot Z_{\text{м}} \cdot Z_{\text{реаг}} \cdot Z_{\text{об}} \quad (12)$$

где $Z_{\text{ед}}$ – единовременные затраты необходимые для приобретения СПКУ (скважинный блок дозирования реагента, наземный трубопровод, устройство ввода в устьевую арматуру, капиллярный трубопровод, обратный клапан, распылитель), руб.;

$Z_{\text{м}}$ – затраты на монтаж капиллярной системы, руб.

Методика расчета затрат, направленных на ремонт скважины, вышедшей в простой по причине образования АСПО, одинакова для случаев: до внедрения СПКУ и после внедрения КСП.

Рассчитываем среднюю наработку оборудования:

$$\text{ИРП} = \frac{365}{N} \quad (13)$$

где N – количество ремонтов в год, год⁻¹.

Затраты связанные с ремонтом скважины бригадой ПРС:

$$Z_{\text{рем}} = N \cdot H_{\text{рем}} \cdot S_{\text{рем}} \quad (14)$$

где $H_{\text{рем}}$ – средняя продолжительность ремонта, часов;

$S_{\text{рем}}$ – средняя стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час.

Простой скважины во время ремонта за скользящий год:

$$P_{\text{рем}} = N \cdot \left(1 + \frac{H_{\text{рем}}}{24}\right) \quad (15)$$

При расчете простоя добавляются 1 сутки, включающие в себя простой скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$P_{\text{н}} = Q_{\text{н}} \cdot P_{\text{рем}} \cdot S_{\text{н}} \quad (16)$$

где $S_{\text{н}}$ – цена нефти, руб/м³;

$Q_{\text{н}}$ – дебит нефти, м³/сут.

Общие затраты на ремонт УЭЦН:

$$Z_{\text{уэцн}} = N \cdot S_{\text{р.уэцн}} \quad (17)$$

где $S_{\text{р. уэцн}}$ – усредненная стоимость ремонта насоса.

Общие потери на ремонт скважины:

$$P'_{\text{рем}} = Z_{\text{рем}} \cdot P_{\text{н}} \cdot Z_{\text{уэцн}} \quad (18)$$

Подводим итоговую сумму затрат на ремонт скважины до внедрения

КСП и после:

$$\sum Z_{\text{до(после)}} = P'_{\text{рем}} + Z_{\text{СПКУ}} \quad (19)$$

Вычисляем экономический эффект от внедрения СПКУ:

$$\mathcal{E} = \sum Z_{\text{до}} - \sum Z_{\text{после}} \quad (20)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 22.

Таблица 22 – Результаты расчетов

№	Показатель	Значение до внедрения СПКУ	Значение после внедрения СПКУ
1	Дебит по нефти, м ³ /сут	19	19
2	Количество ремонтов за год, шт.	7	1
3	Средняя продолжительность ремонта, часов	48	48
4	Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;	4500	4500
5	Усредненная стоимость ремонта насоса, руб./ед.	420 000	420 000
6	Отпускная цена на нефть, долл./баррель	73,42	73,42
7	Стоимость доллара по курсу ЦБ, руб.	74,08	74,08
8	Затраты на приобретение оборудования КСП, руб.	0	830 000
9	Стоимость ингибитора, руб/т	0	414324
10	Затраты на монтаж капиллярной системы, руб.	0	173178
11	Затраты на обслуживание, руб./мес	0	62 500
12	Затраты на приобретение реагента, руб. (из расчета средней дозировки 2,24 л/сутки)	0	287317
13	Затраты на обслуживание, руб./год	0	750 000
14	Всего затрат на обслуживание КСП	0	2 460 495
15	Средняя наработка на отказ, сут.	52	365
16	Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	1 512 000	216 000
17	Простой скважины во время ремонта, суток/год	21	3
18	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./сутки	649988	649988
19	Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	13 649 748	1 949 964
20	Общие затраты на ремонт насосов руб/год	2 940 000	420 000
21	Всего потерь	18 101 748	2 585 964
22	Итого	18 101 748	5 046 459
23	Экономический эффект	13 055 289	

4.5 Выводы по расчетам экономического раздела

Таким образом, предупреждение образования АСПО вводом ингибитора в область на прем насоса является наиболее выгодным вариантом по сравнению с применяемым на настоящий момент механическим методом. Экономический эффект от применения на «Z» месторождении рекомендованной технологии составил 13 055 289 рублей.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7П	Турбаевскому Яну Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности технологии разработки в осложненных условиях асфальтосмолопарафиновыми отложениями на «Z» нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию разработки «Z» нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) 2. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. 3. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Анализ выявленных вредных производственных факторов: - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность воздуха в рабочей зоне; - физические перегрузки; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ. Анализ выявленных опасных производственных факторов: - пожаробезопасность;

	- электробезопасность; - механические травмы.
3. Экологическая безопасность:	Оценка и анализ влияния выброса в атмосферу загрязняющих веществ по причине не плотности соединений. Влияние воздействия углеводородного сырья и химических реагентов на гидросферу. Оценка влияния на литосферу нефтепродуктов, разлитых на поверхность почв и загрязнения химическими реагентами горизонта грунтовых вод.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Защита в чрезвычайных ситуациях: существует риск возникновения ЧС, связанной с неконтролируемым выбросом флюида из скважины, а именно взрыв или пожар. Наиболее типичная ЧС техногенного характера на объекте – взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7П	Турбаевский Ян Александрович		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда на рабочем месте оператора добычи нефти и газа, а также уделено особое внимание охране окружающей среды, безопасности в ЧС. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

Объектом исследования данной работы является влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию разработки «Z» нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область). В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, уменьшая тем самым их проходной диаметр. Все эти мероприятия по борьбе с АСПО выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера. Также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

«Z» нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Томской области в Парабельском районе. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками ООО «Газпромнефть-Восток» на данном месторождении осуществляется вахтовым методом. Правовые и организационные вопросы, связанные с работой вахтовым методом, решаются согласно 47 главе Трудового кодекса Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) [25]. Лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие гарантии и компенсации.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Размер и порядок выплаты надбавки за вахтовый метод работы устанавливаются коллективным договором, локальным нормативным актом, принимаемым с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации, трудовым договором.

Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов:

- устанавливается районный коэффициент, и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, а именно 16 календарных дней.
- предусмотрены плановые бесплатные медосмотры, для выявления заболеваний, которые могут, возникнуть в результате трудовой деятельности работников.
- обеспечение СИЗ.
- выплаты в результате производственных травм и проф. заболеваний.
- предусмотрено обязательное прохождение психиатрического обследования не реже 1 раза в 5 лет для лиц, работающих в условиях, связанных с повышенной опасностью.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место является первичным звеном производственно-технологической структуры предприятия, в которой осуществляется процесс производства, его управление и обслуживание.

Каждое рабочее место имеет свои специфические особенности, связанные с особенностями организации производственного процесса. Компоновка рабочей зоны должна быть спроектирована в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385–2016 [26], ГОСТ 12.2.033-78 [27] и ГОСТ 12.2.049-80 [28] для удобного выполнения трудовых обязанностей оператора. Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования связанного с технологическим процессом ингибирования скважин территориально расположено на кустовой площадке. Для удобства работы персонала на кустовой площадке устанавливаются помещения, в которых работники могут обогреться в холодное время года, делать перерывы, вести журнал и принимать пищу. Кроме того, персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

Процессу труда работника, независимо от того, какие функции он выполняет, свойственны присущие ему закономерности, определяющие:

- размещение работника в рабочей зоне;
- положение рабочей зоны;
- последовательность вхождения человека в работу;
- появление, наращивание и снижение утомляемости.

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы. Таким образом,

задачей организации труда в области организации рабочих мест направлены на достижение рационального сочетания, обеспечивающей высокую производительность и благоприятные условия труда

5.2 Производственная безопасность

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: осуществление работ по заданному режиму скважины, контроль над системами подачи реагента в скважину, обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа. Работы выполняются круглогодично. При работе оператора добычи нефти может возникнуть множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 23. Таблица 23 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ по предупреждению образования и удалению АСПО

Факторы (ГОСТ 12.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Подготовка материалов	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	+	СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [29]; МР 2.2.7.2129-06 Физиология труда и эргономика. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях [30]; Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) [31];
2. Превышение уровней шума и вибрации;	+	+	+	
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны;	+	+	+	
4. Повышенная запыленность и загазованность воздушной среды;	+	+	+	
5. Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ;	+	+	+	

Продолжение таблицы 23

6. Движущиеся машины и механизмы;	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [32]; СП 51.13330.2011 Защита от шума [33];
7. Пожаро- и взрывоопасность;		+	+	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [34]; СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение.
8. Опасность поражения электрическим током.	+	+	+	Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [35]; ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [36]; ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [37]; Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности [38]; ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление [39].

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены

средствами индивидуальной защиты согласно приказа Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) [31].

Для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла); лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

– запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;

– в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от кровососущих насекомых;

– при температуре наружного воздуха ниже минус 25°С работающих на открытом воздухе ежедневно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура + 25 °С.

Так как «Z» нефтегазоконденсатное месторождение находится на территории особого климатического пояса (IA климатический регион), согласно МР 2.2.7.2129-06 [30] регламентирована допустимая продолжительность однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории работника.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора ДНГ могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [32]. Норма на открытой местности составляет 80дБ, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБ, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [33].

Превышение уровня вибрации

Согласно ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [34] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ДНГ составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

Недостаточная освещённость рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов согласно СП 52.13330.2016 [35]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения возгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров, а также работы техники может происходить попадание пыли и песка в дыхательные пути оператора ДНГ, что негативно влияет на его здоровье. Большое число техники

на кустовой площадке может также привести к сильной загазованности рабочей зоны.

Величина такого воздействия зависит от химического состава пыли, который в свою очередь характеризует такой параметр, как биологическая активность пыли. В соответствии с этим параметром, пыль бывает раздражающего действия (неорганическая и древесная пыль) и токсического (пыль хрома, мышьяка и др. веществ). В запыленном воздухе дыхание человека становится затрудненным, кислород насыщает кровь менее интенсивно, от чего могут возникнуть легочные заболевания. ПДК пыли в воздуха в рабочей зоне регулируется СанПиН 1.2.3685-21 [29].

К мероприятиям для уменьшения влияния этих вредных факторов на организм человека относятся: контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

Токсическое и раздражающее воздействие на организм человека химических веществ

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 [36].

Работникам приходится сталкиваться с такими вредными веществами как: нефть, газ, конденсат, оксид углерода, ингибиторы, деэмульгаторы, пыль, ПАВ, присадки, бутиловый спирт, этиловый эфир этиленгликоля, сольвент нафта, уайт-спирит, оксид азота, азотная кислота, аммиак, борная кислота, соляная кислота, кислота серная, натрия ортофосфат [36].

Чистота атмосферного воздуха обеспечивается путем сокращения абсолютных выбросов газов и обезвреживанием выбросов, содержащих вредные вещества при помощи фильтров и рассеиванием в высоких трубах. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе рабочей зоны представлены в таблице 24.

Таблица 24 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Наименование загрязняющих веществ	ПДК в воздухе, мг/м ³	Класс опасности
Двуокись азота	0,085	2
Оксид углерода	5	4
Углеводороды	5	4
Сажа	0,15	3
Метанол	1	3
Бензин	100	4
Серы диоксид	10	3

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 25 согласно ГОСТ 12.1.007-76 [36].

По технике безопасности предусматривается, что работник имеет при себе и использует газоанализатор, и перед началом любых работ, должен произвести замер воздушной среды в трех положениях: голова, грудь, колени. Работник также должен быть снабжен СИЗ согласно вида выполняемых им работ.

Таблица 25 – Класс опасности вредных веществ

Наименования 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 введении 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

2.2 Анализ опасных производственных факторов

Движущиеся машины и механизмы

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 большой 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.

Давление затрубного пространства на кустовых площадках находится в диапазоне от 0,4 МПа до 2,5 МПа. Технология обработки подразумевает закачка

ингибитора в затрубное пространство, поэтому необходимо создавать давления в нагнетательной линии превышающее затрубное давление [37].

Для защиты от механических травм применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства и сигнализации. Также применяют 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.

Опасность поражения электрическим током

Главным источником формирования данного фактора является возможностью возникновения заряда статического электричества вследствие трения слоев нефти и химических реагентов друг о друга или со стенкой трубы (оборудования). Электрические заряды при перекачке ингибиторов возникают как в самом ингибиторе, так и на стенках сосудов, трубопроводов, в которых они находятся. Величина возникающего заряда статического электричества в некоторых случаях достаточна для возникновения мощного электрического разряда, который может послужить источником зажигания и возникновения пожара [39].

Технологические операции с химическими веществами, являющимися хорошими диэлектриками, сопровождаются образованием электрических зарядов – статического электричества. Для устранения опасности разрядов статического электричества при технологических операциях необходимо предусматривать следующие меры:

- Заземление МБРХ на кондуктор соседней скважины во время закачки ингибитора.

- Заземление УДР на общий контур заземления;

Осмотр и текущий ремонт заземляющих устройств защиты от проявлений статического электричества должны проводиться одновременно с осмотром и текущим ремонтом технологического и электротехнического оборудования.

Измерения электрических сопротивлений заземляющих устройств должны проводиться не реже одного раза в год, сопротивление заземляющего проводника не должно превышать 4 Ом [39].

Пожаро- и взрывобезопасность

Технология ингибирования не обходится без использования пожаровзрывоопасных реагентов.

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы [38].

3 Экологическая безопасность

Депарафинизация скважин происходит на стадии эксплуатации месторождения. Техногенному воздействию в процессе борьбы с АСПО подвергаются атмосферный воздух, грунтовые и поверхностные воды, почва.

3.1 Защита атмосферы

При работах по депарафинации скважин, добываемая продукция вместе с отложениями выносятся в специальный отстойник. Добытая газожидкостная смесь содержит парафины, смолы, асфальтены и азот. Негерметичность фланцевых соединений, запорной арматуры и уплотнении подвижных соединений насосов, а также работа электродвигателей за счёт дизельной установки являются источниками выбросов вредных веществ в атмосферу [29].

Мероприятиями по защите от выбросов загрязняющих веществ являются: установка прокладок на фланцевых соединениях оборудования; соблюдение нормативов выбросов вредных веществ при эксплуатации стационарного оборудования; утилизация добываемого попутного нефтяного газа.

3.2 Защита гидросферы

При эксплуатации месторождения в процессе депарафинизации скважин химическое воздействие на водные объекты может возникнуть за счёт поступления углеводородного сырья и химических реагентов, применяемых для борьбы с АСПО. Также возможен разлив масел и топлива при несоблюдении регламента технического обслуживания дизельных установок.

Для предотвращения попадания углеводородного сырья и сточной воды в водоёмы, необходимо устанавливать в этих местах нефтеловушки, боновые ограждения, а также специальные биологические пруды [40]. Каждый год проводится осмотр и ремонт установленных нефтеулавливающих узлов, а также биологических прудов. Сбор нефтепродуктов осуществляется при помощи автоцистерны вакуумным насосом.

3.3 Защита литосферы

Почвы в районе нефтедобычи подвержены негативному воздействию при разливе нефтепродуктов на поверхности, а также химическому загрязнению горизонта грунтовых вод различными группами загрязняющих веществ. Токсичные химические реагенты при попадании в почву способны мигрировать на большие расстояния, а также проникать за пределы участка работ к водозаборным сооружениям. Последствиями загрязнения являются газовые оболочки из углеводородов, которые образуются над поверхностью подземных вод [29].

При разливе нефти на поверхности земли с возможным попаданием её в водоисточники, она должна быть убрана техническими средствами и утилизирована. На загрязненном участке земли должно быть проведено работы по сбору или нейтрализации загрязнений с последующей рекультивацией земли. В случае разлива реагентов через соединения трубопроводов необходимо

немедленно остановить дальнейшие работы по закачке их в скважину, снизить давление до атмосферного, принять меры по предотвращению утечек реагента, засыпать песком, произвести повторную опрессовку нагнетательных трубопроводов агрегата и возобновить закачку.

4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На «Z» нефтегазоконденсатном месторождении в процессе ингибирования с использованием технологии подачи реагента через БДР будут эксплуатироваться скважины на кустовых площадках с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 26.

Таблица 26 – Возможные чрезвычайные ситуации.

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс попутного или газлифтного газа при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Отказ трубопровода подачи хим. реагентов	- Выброс газа и разлив нефти в окружающую среду; - разлив химреагентов на территорию кустовой площадки, а также загазованность территории.
4	Разгерметизация емкости для хранения хим. реагента в УДХ, запорной арматуре и фланцевых соединениях.	- Разлив хим. реагента в помещении УДХ; - отравление парами хим. реагентов и облив химическими реагентами.
5	Пожар в производственном помещении.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении; - поражение людей продуктами горения; - загазованность территории и помещения;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти в помещении замерной установки; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. При несоблюдении технологических правил эксплуатации различного оборудования, возможен выход из строя данного оборудования, а также нарушение его целостности, которое сопровождается выбросом газа. При перемешивании с воздухом образуется взрывоопасная газоздушная смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения взрыва или пожара необходимо проверять герметичность сальниковых, резьбовых и фланцевых соединений, запорных устройств, аппаратов и коммуникаций, находящихся в помещениях и на кустовых площадках, не реже одного раза в смену индикаторной бумагой или мыльной пеной. Обнаруженные пропуски необходимо устранять.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации, ответственному за проведение работ следует определить опасную зону и остановить в ней работы, принять необходимые меры для проведения мероприятий по спасению людей: вызвать медицинскую помощь, известить непосредственного начальника и организовать охрану места происшествия до прибытия помощи. Действия регламентированы инструкцией по действию в чрезвычайных ситуациях, хранящейся у инженера по технике безопасности и изученной при сдаче экзамена и получении допуска к самостоятельной работе.

От персонала требуется ликвидировать любые источники искрообразования: остановить двигатели внутреннего сгорания, отключить электроэнергию в загазованной зоне, прекратить огневые работы.

В случае возникновения пожара в результате различных чрезвычайных ситуаций на установках предусмотрены средства пожаротушения. Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии, с опечатанным узлом управления пускового или запорно-пускового устройства. Они должны находиться на отведенных им местах в течение всего времени эксплуатации [41].

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Непрерывно улучшать условия труда, уровни промышленной и экологической безопасности, совместно с повышением уровня знаний, компетенций и осведомленности работников в вопросах безопасности.

Каждый сотрудник предприятия должен быть ознакомлен с планом действий в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций.

Создавать и поддерживать в постоянной готовности локальные системы оповещения о чрезвычайных ситуациях на промысле и ближайшей территории.

5 Выводы по разделу социальная ответственность

В ходе проделанной работы были проанализированы и систематизированы вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников нефтегазодобывающего предприятия при осуществлении мероприятий по предупреждению и удалению АСПО. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены состав и свойства АСПО, а также факторы, влияющие на формирование асфальтосмолопарафиновых веществ и интенсивность их отложения. Исходя из рассмотренных методов перспективными для «Z» месторождения методами борьбы с отложениями являются: химические методы, они закрепились в нефтедобывающих компаниях несмотря на свою дороговизну, однако являются лучшим выбором с точки зрения эффективности, а механические методы, использование скребков Сулейманова, из-за своей простоты и надежности. Предложенный в работе метод закачки ингибитора парафиноотложения в скважину с помощью специального погружного кабельного устройства, позволяет значительно повысить межремонтный период работы скважины и снизить время ее простоя, при минимально возможном расходе химического реагента.

На основании промысловых данных, произведенный расчет показал четкую зависимость между диаметром насосно-компрессорных труб, дебитом скважины и глубиной выпадения АСПО. Из графиков наглядно видно, что при уменьшении диаметра НКТ и увеличении дебита глубина выпадения АСПО уменьшается. Знание этой позволяет принимать дополнительные меры по борьбе с АСПО в каждом отдельном случае, помимо применения методов удаления или предупреждения отложения АСПО.

Для решения проблемы отложения АСПО на сегодняшний день используются различные методы, но наиболее эффективным является комплексный и индивидуальный подход к каждому отдельному случаю. Область применимости методов борьбы с АСПО широко варьируется от конкретных условий, будь то способ эксплуатации месторождения, термобарические режимы течений или состав и характеристики продукции, добываемой на месторождении, поэтому так важно четко определить подходящий к данным конкретным условиям метод.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Березовский Д.А., Самойлов А.С., Башардуст М.Д. Анализ работы скважин, осложнённых формированием асфальто-смоло-парафиновых отложений на примере Матросовского месторождения, и разработка рекомендаций по применению методов борьбы с АСПО. // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – №3. – С. 124-141.
2. Шишмина Л.В. Химия нефти и газа: лабораторный практикум: учебное пособие / Л. В. Шишмина, О. В. Носова; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2010. — 121 с.
3. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения. // Нефтегазовое дело. – 2011. – №1. – С. 268-284
4. Петрушин Е. О., Арутюнян А. С. Особенности эксплуатации осложнённого фонда скважин Алинского газонефтяного месторождения. // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – №1. – С. 168-189.
5. Евдокимов И.Н., Лосев А.П. Особенности анализа ассоциативных углеводородных сред. Применимость рефрактометрических методов // Химия и технология топлив и масел. 2007. № 2. С. 38-41.
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. 653 с.
7. Чеботников В.А. Исследование условий образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах и разработка технологии борьбы с ними. // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. «Тюменский государственный нефтегазовый университет». 2011, 139 с.
8. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

9. Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. С. 110-111.
10. Щелконогов С.М. Majorpack – опыт применения защитных систем НКТ. // Инженерная практика. – 2016. - №4. – С. 56-63.
11. Антониади Д.Г., Шостак Н.А., Савенок О.В., Пономарев Д.М. Анализ существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) при добыче нефти. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2011. - №9. – С. 32-37.
12. Шайдаков В.В. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии / В.В. Шайдаков, А.Б. Лаптев, Р.В. Никитин // Проблемы нефти и газа. - Уфа, 2001. С. 121- 122.
13. Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Саранча А.В. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями АСПО, солей и коррозией. // Современные проблемы науки и образования. – 2015. – № 2- 2.; URL: <http://science-education.ru/ru/article/view?id=21995> (дата обращения: 5.04.2021).
14. Глущенко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. - №5. - 2007. - С. 84-87.
15. Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. М.: Химия, 1990. 237 с.
16. Вахитов Т.М. Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть». //Инженерная практика. – 2010. - №6.; URL: <https://glavteh.ru/комплексные-решения-по-повышению-над/> (дата обращения: 25.01.2021)
17. 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.

18. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192 с.

19. Гуськова И.А., Гильманова Д.Р. О проблеме использования скребков и скребков-центраторов на скважинах, осложненных формированием асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтепромысловое дело. – 2010. - №6. С. 53-56.

20. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. 156 с.

21. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. №5.

22. Депарафинизация скважин // <https://ecolite-st.ru> URL: <https://ecolite-st.ru/category/deparafinizatsiya-skvazhin/> (дата обращения 8.05.2021).

23. Техническое состояние разработки «Z» месторождения (ТСП) 425 с., Томск, 2012 г.

24. Технологический регламент. Площадка насосной станции (ДНС с УПСВ) «Z» месторождения. 135с., Томск, 2018 г.

25. Ибрагимов Н.Г., Артемьев В.Н. и др. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа: Учебное пособие. Под редакцией доктора технических наук профессора Ю.Н. Захарова. – М.: Изд-во МГОУ, 2005. – 243с.

26. Мищенко И.Т. Расчеты при добыче нефти и газа. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ», 2008. – 296 с.

25. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. От 30.04.2021).

26. ГОСТ Р ИСО 6385–2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

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

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

29. СанПиН 1.2.3685-21 Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания [5];

30. МР 2.2.7.2129-06 Физиология труда и эргономика. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

31. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением».

32. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

33. СП 51.13330.2011 Защита от шума.

34. ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

35. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

36. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

37. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

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

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

40. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

41. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 18 – Календарный план-график проведения ВКР

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ											
			февраль		март			апрель			май			
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2		
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	8												
Выбор направления исследования	Руководитель, Студент	5												
Подбор и изучение материала по теме	Студент	11												
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Студент	2												
Проведение анализа современных методов борьбы с АСПО	Студент	27												
Составление литературного обзора ВКР	Студент	13												
Проведение расчета зоны выпадения АСПО	Руководитель, Студент	7												
Сопоставление результатов расчёта с промышленными данными	Студент	8												
Экономическая оценка полученных результатов	Студент	10												
Оформление пояснительной записки и презентации	Студент	9												

Руководитель	Студент
--------------	---------