

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эксплуатации добывающего фонда скважин в осложненных условиях на X нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5В	Назирова Парвиз Анварович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для	Требования ФГОС ВО (ПК-1,

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	достижения конкретных результатов	<i>ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать <i>индивидуально и в коллективе</i> по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	<i>Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)</i>
P8	Осуществлять <i>маркетинговые исследования</i> и участвовать в создании проектов, повышающих <i>эффективность использования ресурсов</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК-17, ПК- 19, ПК-22)</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК- 25, ПК-26)</i>
P10	<i>Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать</i> экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием <i>современных методов моделирования и компьютерных технологий</i>	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК- 25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	<i>Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК- 30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e)</i>

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ **Максимова Ю.А.**
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
32Б5В	Назирова Парвиз Анварович

Тема работы:

Анализ эксплуатации добывающего фонда скважин в осложненных условиях на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020, №59-122/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Xu месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Основные предпосылки возникновения отложений 2. Анализ методов применяемых на X месторождении 3. Совершенствование технологии для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на X месторождении 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Охрана труда и окружающей среды 6. Заключение
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
	Чеканцева Лилия Васильевна

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Рыжакина Татьяна Гавриловна
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	03.03.2020 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		03.03.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б5В	Назиров Парвиз Анварович		03.03.2020

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования Бакалавриат
Отделение нефтегазовое дело
Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
		15
		25
		25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Консультант (при наличии)

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Назирова Парвиз Анварович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Литературные, интернет источники, локально-нормативные документы предприятий 2. Методические указания по разделу. 3. Налоговый кодекс РФ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ затрат времени, ресурсов(человеческих, материальных), и других естественных необходимых расходов.	Расчет затраченного времени на проведение мероприятия. Определение и оценка необходимых материально технических ресурсов и попутных затрат
2. Расчет эффективности результата при оплате труда в процессе проведения организационно технических мероприятий	Расчет расходов на оплату труда работникам проводившим мероприятия с учетом их количества, тарифных ставок, затраченного времени и доп.оплат.
3. Расчет результата с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности.	Расчет ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности при проведении мероприятия по смене НКТ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Т.Г.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5А	Назирова Парвиз Анварович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Назирова Парвиз Анварович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки

Тема ВКР:

Анализ эксплуатации добывающего фонда скважин в осложненных условиях на X нефтяном месторождении (Томская область)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Кустовая площадка нефтегазодобывающих скважин. Устье добывающей скважины. Подземное внутрискважинное оборудование (ЭЦН+кабель, НКТ, эксплуатационная колонна). Предназначено для добычи (поднятие на поверхность) пластовой жидкости (Нефть, газ, вода).
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" 2. СНиП 2.09.04.87 СанПин; 3. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ Вр.вещества; 4. ГОСТ 12.1.03882 ССБТ Эл.безопасность; 5. ГОСТ 12.1.012 общие тр.безопасности
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных факторов.	Вредные факторы: повышенный уровень шума и вибрации, отклонение показателей климата (открытый воздух, пониженная температура окружающей среды), утечка вредных и токсичных веществ в атмосферу, , повышенная газо-воздушная среда рабочей зоны, запылённость. Опасные факторы: механическое опасное воздействие оборудования под давлением, механическое воздействие транспорта и прочей техники, электрический ток.
3. Экологическая безопасность: 3.1 Технологические отходы 3.2 Выбросы в атмосферу 3.3 Мероприятия по охране окружающей среды ограничивающие вредное воздействие процессов производства.	Анализ воздействия объекта на атмосферу: Источники загрязняющих веществ на объектах: факельная установка, нефтепродукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания и котельных, испытание скважин, выбросы углеводородов (нефть, газ, конденсат), технологические отходы, выбросы и сбросы. Основные технологические мероприятия по охране атмосферы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС на объекте (Природные, технические, военнополитические); разработка плана действий в результате

	возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
--	--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Назирова Парвиз Анварович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 83 страниц, 16 рисунков, 9 таблиц и 15 литературных источника и ссылок на техническую и нормативную документацию.

Ключевые слова: месторождение, осложнения при добыче, асфальтосмолопарафиновые отложения, методы борьбы с АСПО, скважина.

Объектом исследования является фонд скважин нефтяного Советского месторождения, осложненного парафиноотложениями.

Предмет исследований – методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО) на X нефтяном месторождении. В работе используется практический и теоретический материал от зарубежных и отечественных авторов.

Целью этой выпускной квалификационной работы является анализ существующих методов контроля отложений асфальтенов, смол и парафинов в скважинах, а также разработка мер и технологических решений для решения проблемы контроля этих отложений в скважинах при добыче нефти на нефтегазовом месторождении. В результате работы рассмотрены общие сведения об АСПО, механизме образования и факторах, влияющих на образование отложений.

Даны подробные описания существующих технологий борьбы с АСПО и проведен анализ методов применяемых на нефтегазовом месторождении.

В экономической части работы проведена экономическая оценка целесообразности применения скребков. В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недра. Также описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

Обозначения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ИСО – ингибиторы солеотложений;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

КПД – коэффициент полезного действия;

ПЗП– призабойная зона пласта;

ТКРС – текущий капитальный ремонт скважин;

ННО – наработка отказ;

ГЖ– газожидкостная смесь;

ЖГ– жидкость глушения скважины;

ОПИ – опытно-промышленные исследования;

МРП – межремонтный период;

ППД – поддержание ластового давления ;

ГТМ– геолого-технические мероприятия;

СПО– спускоподъемные операции;

ПАВ– поверхностно-активные вещества.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ..	16
1.1 Осложнения при эксплуатации добывающих скважин	16
1.2 Механизм формирования отложений	17
1.3 Критерии применения способов борьбы с отложениями	18
1.4 Технологии удаления отложений.....	20
1.4.1 Гидромеханическое устройство для очистки внутренних труб от парафиновых отложений.....	20
1.4.2 Очистка и удаление АСПО с помощью депарафинизатора «ШТОРМ» УКМ НМ-2».....	23
2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ .	27
2.1 Геологическое расположение месторождение	27
2.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	34
2.4 Мероприятия по предупреждению выпадения парафина	42
3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	48
3.1 Химические ингибиторы для удаления АСПО.....	48
3.2 Технологии удаления асфальтосмолопарафиновыми отложениями на советском месторождении скребками.....	53
3.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией	57
3.4 Прямой подогрев внутри скважины с помощью забойного модульного подогревателя МЭН 50-122	62
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	66
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	Ошибка! Закладка не определена.
5.1 Токсичность применяемых в производстве веществ и методы обеспечения безопасности	70

5.2 Обеспечение пожарной безопасности	71
5.3 Обеспечение безопасности от поражения электрическим током при обслуживании УПЦЭН.....	72
5.4 Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов	75
5.5 Источники загрязнения водоемов и почв.....	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	80
Список литературы	Ошибка! Закладка не определена.

ВВЕДЕНИЕ

На современном этапе одной из приоритетных задач нефтяной промышленности является осуществление комплексных мер по предотвращению и удалению асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Как правило, любая нефтяная компания заинтересована в поддержании стабильной работы скважинного фонда, в снижении износа оборудования, минимизации различных затрат, увеличении периода капитального ремонта скважин и т. д. Однако при усложнении залежей это затруднительно добиться каких-либо результатов.

Осаждение парафиновых отложений является одной из основных причин, приводящих к ухудшению коллекторских свойств горных пород и снижению продуктивности эксплуатационных скважин. АСПО представляют собой высоковязкую, маслянистую, плотную массу темно-коричневого цвета.

На процесс осаждения отложений влияют различные факторы: содержание парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов в составе сырья, изменения давления и температуры, расход жидкости, вязкость масла, объемное соотношение фаз, состояние поверхности труб. Отложение АСПО обычно происходит в насосно-компрессорных трубах, скважинном оборудовании, отводных линиях, а также в нефтепромысловых трубопроводах систем добычи нефти, поэтому работники нефтяной промышленности постоянно сталкиваются с этой проблемой[1].

Как показывает практика нефтяного месторождения, необходимо принять меры по удалению отложений уже на начальных этапах. Откладывание мер на более позднюю дату может привести к таким последствиям, как блокирование насосно-компрессорных труб и блокирование кольцевых каналов в кольцевом пространстве, что требует подземного ремонта для депарафинизации скважин, что обычно требует больших инвестиций.

Объектом исследования является фонд скважин нефтяного Советского месторождения, осложненного парафиноотложениями.

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ применяемых методов и технологий борьбы с АСПО на Советском месторождении и подбор наиболее подходящий метод.

1 ОСНОВНЫЕ ПРЕДПОСЫЛКИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ

1.1 Осложнения при эксплуатации добывающих скважин

Осложнениями при эксплуатации скважин X месторождения являются: асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО); гидратоотложения; солеотложения; коррозия оборудования.

АСПО. В процессе эксплуатации нефтедобывающих скважин при понижении температуры и давления, сопровождающихся разгазированием нефти, происходит охлаждение потока, резкое снижение растворимости в ней парафинов и АСПО за счет уменьшения массы растворителя, что ведет к их осаждению в призабойной зоне пласта и на поверхности НКТ.

Для борьбы с отложениями парафина применяются методы, связанные с их удалением механическим и тепловым способами. Удаление механическим методом производится с помощью ручного и автоматического скребков, межочистный период (МОП) составляет 1-60 дней. Удаление горячей нефтью производится с помощью агрегатов АДПМ-4, МОП - 3-60 дней.

Гидратоотложения

Гидраты образуются в скважинах с дебитом жидкости от 2 до 75 м³/сут и обводненностью от 5 до 98 %. Для борьбы с гидратоотложениями применяется тепловой метод (промывки горячей нефтью). Периодичность обработок составляет 1-4 раза в месяц, отдельные скважины обрабатываются 1 раз в 2 месяца, МОП - 7-67 дней.

Солеотложения

В солеотлагающем фонде числятся 46 скважин или 2,8 % действующего фонда. Все скважины оборудованы ЭЦН и работают с дебитом жидкости от 7 до 297 м³/сут и обводненностью 16-99 %.

Для борьбы с солеотложением на глубинно-насосном оборудовании на месторождении используют ингибитор солеотложения ХПС-005.

Ингибиторная защита нефтепромыслового оборудования осуществляется по двум основным направлениям:

- закачка ингибитора солеотложения в затрубное пространство добывающих скважин с периодичностью 1-2 раза в месяц;
- обработка призабойной зоны пласта ингибитором солеотложения во время ПРС перед запуском ГНО.

Коррозия оборудования.

В настоящее время коррозионный фонд на месторождении находится в процессе формирования. По состоянию на 01.01.2013 года он составил 4 скважины, оборудованные ЭЦН.

Защита глубиннонасосного оборудования осуществляется закачкой в затрубное пространство скважин ингибитора коррозии ХПК-002 один раз в месяц.

В настоящее время X месторождение эксплуатируется механизированным способом, с применением УЭЦН и УШГН. Основным способом эксплуатации является ЭЦН (92 %);

Добывающий фонд скважин, оборудованных ШГН, характеризуется низким коэффициентом использования – 59 %. Основной фонд бездействующих скважин, оборудованных ШГН (76 %), на момент остановки работал с дебитами нефти менее 1 т/сут. Остальные скважины (24 %) работали с дебитами нефти от 1 до 3 т/сут. К выводу из бездействия, в первую очередь, рекомендуются скважины, остановленные с дебитом нефти более 1 т/сут;

Наиболее серьезные осложнения и отказы при работе ШГН связаны с истиранием НКТ штангами в наклонно-направленных скважинах (33,3 %). Применение БОЦ, НКТ с внутренним полиэтиленовым покрытием позволяет повысить наработку на отказ[2].

1.2 Механизм формирования отложений

В насос по содержанию газа свободного, скважины делятся на три

категории:

категория 1 – низкое газосодержание – содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос – менее 15 %;

категория 2 – высокое газосодержание – содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос – от 15 до 50 %;

категория 3 – очень высокое газосодержание – содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос – более 50 %.

Основной причиной резкого ухудшения параметров работы центробежного насоса на газожидкостной смеси является образование так называемых газовых каверн, не участвующих в общем течении смеси через каналы.

При наличии газовых каверн в межлопаточных каналах центробежный насос работает в режимах кавитации. Кривые напор-подача по смеси при этом располагаются ниже характеристики насоса на негазированной жидкости. При дальнейшем увеличении объема газа на входе в насос может произойти срыв подачи насоса.

Коррозия нефтепромыслового оборудования

Основными факторами, вызывающими коррозию технологического оборудования, являются высокая минерализация пластовой воды и присутствие серы в добываемой продукции.

Эта проблема является одной из наиболее актуальных при использовании всех месторождений [5].

Эти аварий, сопровождающихся залповыми выбросами в окружающую среду нефти и нефтяных пластовых вод, в большинстве (95-98%) [2].

1.3 Критерии применения способов борьбы с отложениями

Тип отложений, дебит скважины и МРП являются наиболее важными технологическими критериями, определяющими применимость и

потенциальную эффективность некоторых методов контроля отложений парафина.

Возможные методы предотвращения и удаления различных типов парафиновых отложений показаны на рисунке 1.1. Месторождения асфальтенов и смешанных типов признаны самым сложным случаем отложений парафина в мире и ингибиторами парафина[9].

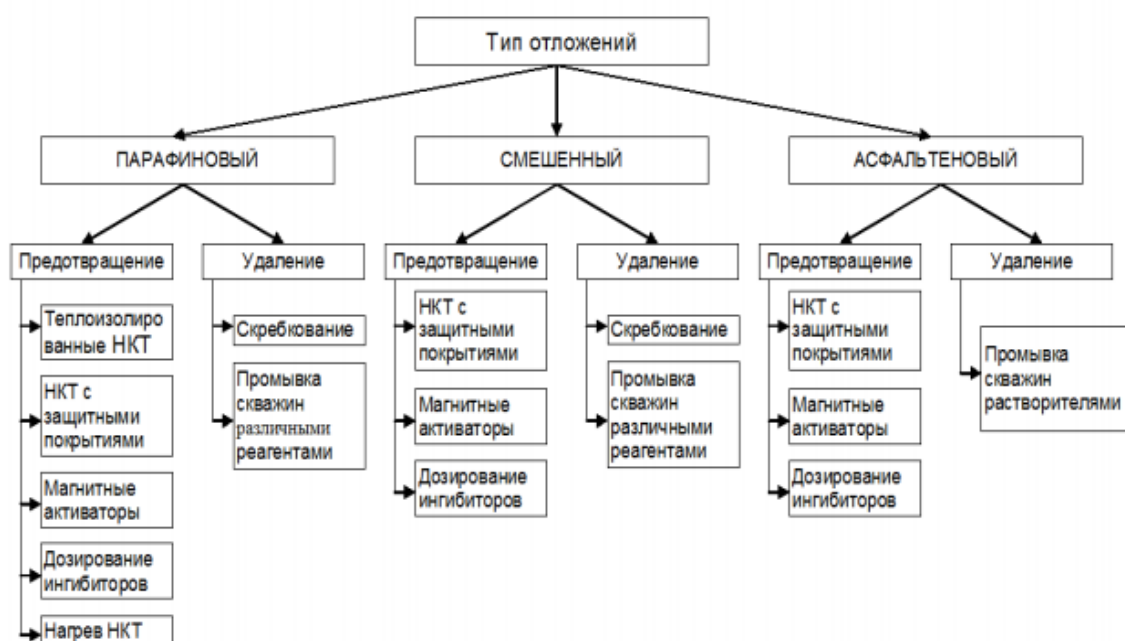


Рисунок 1.1 – Способы предотвращения и удаления АСПО различных типов

В качестве методов удаления смешанных отложений рекомендуется использовать скребки для работы скважин от нескольких часов до суток в широком диапазоне дебитов от 50 ... 1200 м³ / сутки. Разбавители AFS рекомендуются для использования в качестве дополнительного контроля парафина. Они используются в тех случаях, когда вышеупомянутые технологии становятся неэффективными, и альтернативой является проведение OCR.

Растворители AFS рекомендуются для обработки лифта один раз каждые 60 дней и более.

1.4 Технологии удаления отложений

В настоящее время для удаления АСПО с помощью углеводородных растворителей необходимо, чтобы растворитель находился в контакте с АСПО определенное время, которое зависит от физико-химических свойств АСПО и растворителя. Углеводородные растворители не растворяют АСПО полностью, но разрушают их за счет растворения компонентов АСПО. Отложения теряют сплошность и легче диспергируются потоком жидкости, т.е. переходят в жидкость в виде мелких частиц – образуют суспензию. Необходимое время контакта АСПО и растворителя определяют в лаборатории при выборе растворителя.

Количество АСПО, удаленное очистным скребком из трубопровода, отличается от того, которое остается в камере приема скребка, и, как правило, значительно превышает последнее.

1.4.1 Гидромеханическое устройство для очистки внутренних труб от парафиновых отложений

Одним из неблагоприятных факторов, существенно осложняющих эксплуатацию нефтедобывающих скважин, является образование твердых отложений парафина, содержащейся в нефти, на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ).

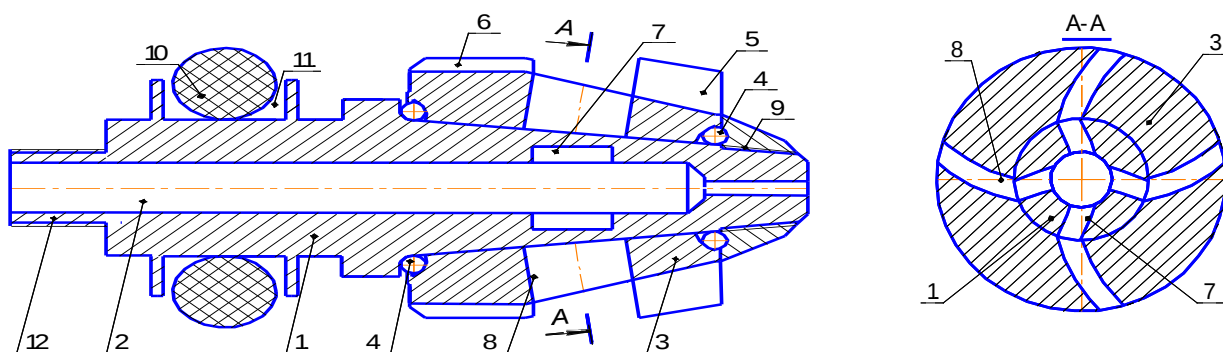


Рисунок 1.2 – Конструктивная схема устройства для очистки внутренней поверхности трубопроводов. 1- статор, 2- осевой канал, 3- ротора, 4- опора, 5-

режущие ножи, 6- калибрующие ножи, 7 и 8- проточные каналы, 9- гайка, 10- уплотнения, 11- канавка, 12- штуцер

$$M = Q\rho(c_1 \cos \alpha_1 - c_2 \cos \alpha_2)\tau_{cp}, \quad (1.1)$$

где Q – объемный расход жидкости;

ρ – плотность жидкости;

$c_1 \cos \alpha_1$, $c_2 \cos \alpha_2$ - проекции абсолютных скоростей на входе и выходе из ротора очистного устройства;

α_1 -угол между абсолютной и окружной скоростями потока жидкости на входе в ротор;

α_2 - угол между абсолютной и окружной скоростями потока жидкости на выходе из ротора очистного устройства;

τ_{cp} – плечо воздействия жидкости на стенку ротора.

Максимальное значение силы, обеспечивающего разрушение отложения слоя парафина толщиной 30 мм в НКТ диаметром 73 мм, определяется из выражения

$$P_{сд} = \sigma \cdot S \quad (1.2)$$

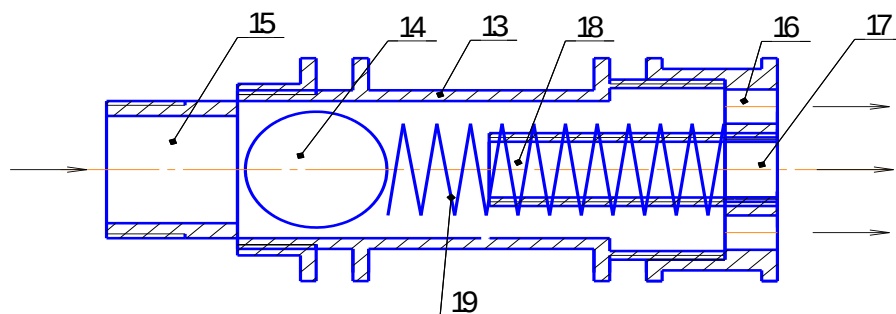


Рисунок 1.3 – Конструктивная схема привода очистного устройства. 13 – корпус; 14 – шарик; 15 – входной канал; 16 – осесимметричные отверстия; 17 – центральное отверстие; 18 – полый упор; 19 – пружина

Значение амплитуды пульсации давления определяются из выражения

$$\Delta p = \rho Q^2 \left(\left(\frac{1}{3S_1} \right)^2 - \left(\frac{1}{3S_1 + \varepsilon_4 S_4} \right)^2 \right) / 2. \quad (1.3)$$

где ρ – плотность промывочной жидкости;

Q – расход жидкости;

S_1 - площадь поперечного сечения осесимметричных отверстий;

S_4 - площадь поперечного сечения центрального отверстия;

ε_4 - коэффициент сжатия струи жидкости при ее истечении через центральное отверстие.

Для исследования работы привода очистного устройства, был разработан лабораторный стенд. Принципиальная схема стенда приведена на рисунке 1.4.

Стенд включает в себя приемный бак Б1, вентили ВН, трубопровод 1, центробежный насос Н, приводимый в действие электродвигателем М, патрубок 2 для подвода воды к испытываемому устройству, привод очистного устройства 3, датчики вибрации 4, виброанализатор модели «Диана-2М» 5 для регистрации и обработки параметров вибраций, замерный бак Б2, сливной патрубок 6.

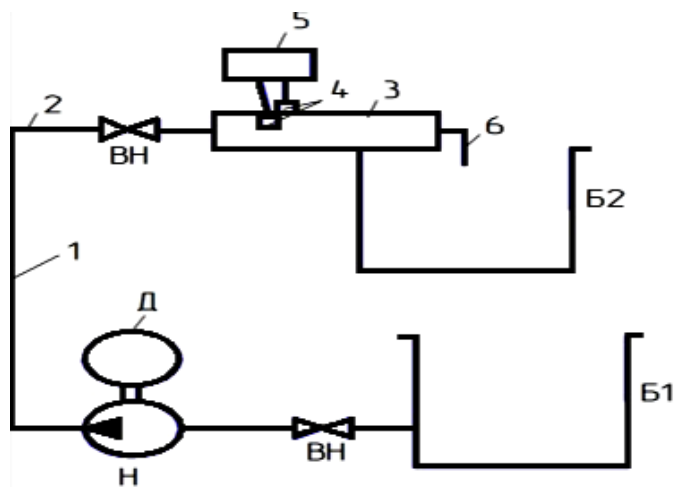


Рисунок 1.4 – Стенд для исследования работы привода устройства. Б1 - рабочий бак; ВН - вентили; 1 - трубопровод; Д - двигатель; 2 – патрубок; 3 - толкатель устройства для очистки внутренней поверхности трубопроводов; Н - насос; 4 - датчики прибора Диана- 2М; 5 - автоматический прибор для замера вибраций; Б2 - мерный бак; 6 - патрубок для слива

Двухканальный виброанализатор «Диана-2М» предназначен для измерения вибрации вращающегося оборудования. На чувствительность измеряемых параметров

1.4.2 Очистка и удаление АСПО с помощью депарафинизатора «ШТОРМ» УКМ НМ-2»

Электронный преобразователь вязких жидких сред, аппарат - аппарат депарафинизации «ШТОРМ УКМ НП» -2, (ТУ-3697-001-56513259-2005) предназначен для конверсии и парафиновых восков и других отложений, образование кокса.

Принцип работы данного устройства основан на ударно резонансно - частотных сигналах радиочастотного спектра излучения с определенной частотой магнитогидродинамического резонанса.

Четко рассчитанная частота направленного резонансного излучения (волны) для каждого диаметра трубы и отсутствие «бегущей потерянной волны» дает мощный резонансный выходной сигнал в трубу / трубопровод. С помощью проводника-излучателя (излучающей катушки), расположенного на трубопроводе, преобразованные радиочастотные сигналы передаются и подвергаются воздействию мощных магнитов. Микропроцессор вырабатывает строго определенные ударно резонансно-частотные сигналы радиочастотного спектра излучения со строго рассчитанной частотой самого магнитогидродинамического резонанса, которые передаются на трубопровод/нефтепровод через катушку излучатель намотанную на трубопровод/нефтепровод служащий одновременно сердечником самого устройства[3].



Рисунок 1.5– Принцип действия «ШТОРМ УКМ НП»

Под воздействием ударно-резонансных частотных сигналов со строго рассчитанной частотой магнитогидродинамического резонанса радиочастотные импульсы, генерируемые устройством, распространяются на обе стороны обмотки излучающей катушки вдоль стенок самой трубы (труба в этом случае служит как ядро и является продолжением конструкции самого устройства), при этом вся масса жидкой среды внутри трубопровода обрабатывается.

Происходит изменение химических и физических свойств обрабатываемой среды на молекулярном уровне. Ионы с тем же названием отталкиваются от стенок труб и оборудования, вызывая образование кластеров и затем их упорядочение, поэтому кристаллизация не происходит на стенках труб и оборудования - но в объеме жидкой среды, расположенной в трубе / трубопроводе вдали от стен.

На молекулярном уровне процесс кристаллизации парафинов и других отложений, присутствующих в сырой нефти в жидком состоянии, изменяется. Кинетика процесса кристаллизации меняется - уменьшается механическая адгезия вязких парафинов, парафиновых восков и различных других типов отложений друг к другу. Это удалению парафина и созданию радиочастотных резонансных волн (волн) в потоке жидкости, которые препятствуют адгезии парафина кристаллы друг к другу и к металлу труб и нефтепромыслового оборудования. Резонансные импульсы, направленные вдоль самой трубки,

вызывают образование кластеров (сгустков аморфных ионов), а затем упорядочение кластеров, т. Е. Они значительно предотвращают выпадение парафинов и отложений парафина в твердые образования на стенках труб и оборудования при снижении температура, продолжая долго удерживать свое время на молекулярном уровне в жидком состоянии. Кроме того, под воздействием магнитогидродинамических резонансных колебаний (волн) существующие нефтепродукты, парафиновые отложения и другие отложения разрушаются в нефтепромысловом оборудовании.

Благодаря работе устройства, парафины и другие примеси, присутствующие в сырой нефти, остаются в растворенном состоянии, не приликая к стенкам трубопровода и нефтепромыслового оборудования, а также которые уже сформировали твердые слои, тем самым и парафина[4].

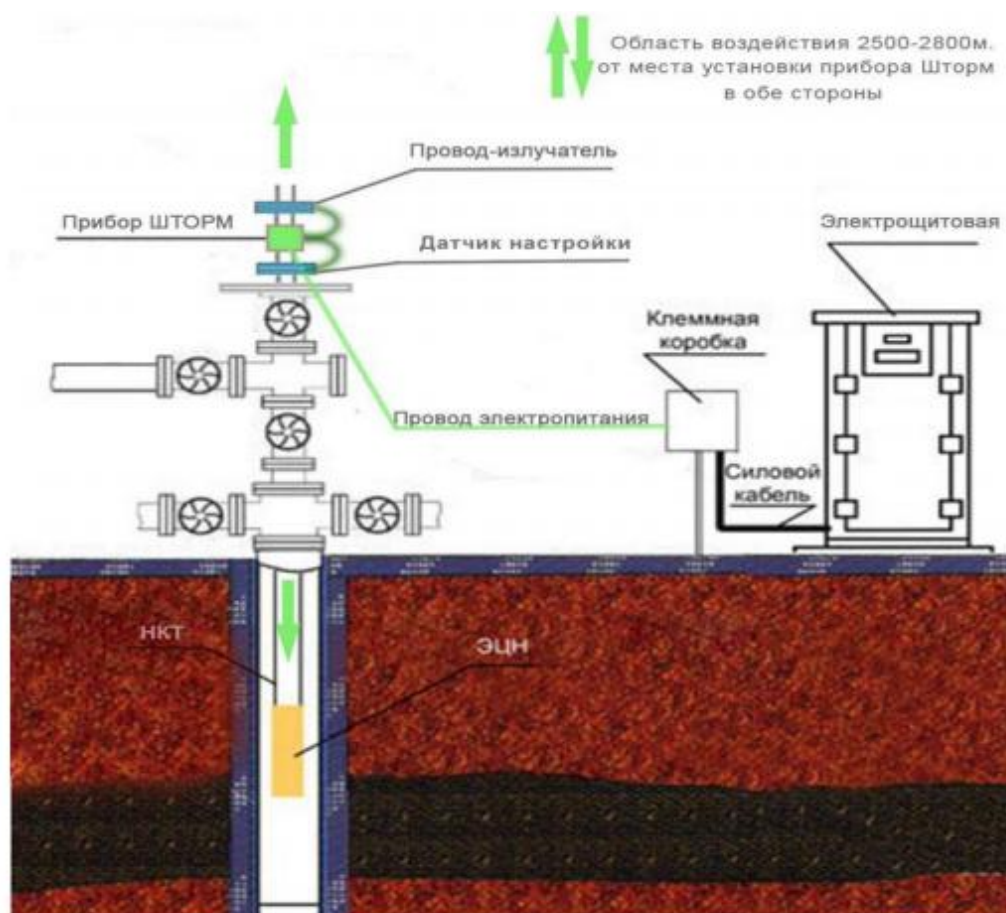


Рисунок 1.6– Принципиальная схема работы «ШТОРМ УКМ НП»

Электронный преобразователь аппарата для вязких жидких сред - устройство для депарафинизации "STORM UKM NP" 2-го поколения 1 шт. (Это

металлический герметичный корпус со встроенным запрограммированным генератором импульсов, источником питания и устройством для настройки индикатора установки резонатора). В комплект входит излучающая катушка 1 шт. Крепежные металлические зажимы 2 шт. Пластиковые зажимы из трех частей Технический паспорт и инструкция по эксплуатации 1шт.

Максимальный диаметр нефтепровода / трубопровода, в котором перерабатывается вязкая жидкая среда (нефтепродукт), строго зависит от объекта заказчика в мм. Число витков излучающей катушки в обмотке вокруг трубы / нефтепровода / линии потока рассчитывается строго в зависимости от наружного диаметра (DN) в месте установки аппарата STORM UKM NP! Строго рассчитанное и правильное число витков в обмотке обеспечивает работу устройства в резонансном импульсе. Питание - от сети переменного тока (220 ± 22) В с частотой (50 ± 1) Гц. Потребляемая мощность - от 10 Вт до 18 Вт. (в зависимости от трубопровода Ду) Выходное напряжение встроенного источника питания составляет 24 В. Температура окружающей среды, при (L x B x H) - 220x100x145 мм. Габаритные размеры прибора могут быть изменены, в зависимости от нюансов объекта) Масса прибора – не более 2,8 кг. Длина кабеля электропитания – 25м. (определяется требованием объекта) Прибор по классификации относится:

- к приборам во взрывозащитном исполнении IP-66
- по типу защиты от поражения электрическим током

2 АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА X МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Геологическое расположение месторождение

В административном отношении X нефтяное месторождение расположено в Нижневартовском районе ХМАО Тюменской области и в Александровском районе Томской области, в 850 км от областного центра г. Томска. В 15 км находится базовый город Стрежевой, где размещены материально-технические, ремонтные, строительные базы, осуществляющие освоение всех месторождений объединения «X» (рисунок 2.1).

Месторождение расположено на водоразделе реки Оби и ее правого притока р. Вах. Большая часть площади месторождения представляет собой дренированную заболоченную равнину, приуроченную к пойме р. Оби. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах 41-56 м. Местность характеризуется наличием множества протоков, рукавов, стариц, озер, что создает определенные трудности для производственного процесса в половодье. Климат района резко континентальный, максимальная летняя температура $+30^{\circ}\text{C}$, среднегодовая температура января -25°C . [4].

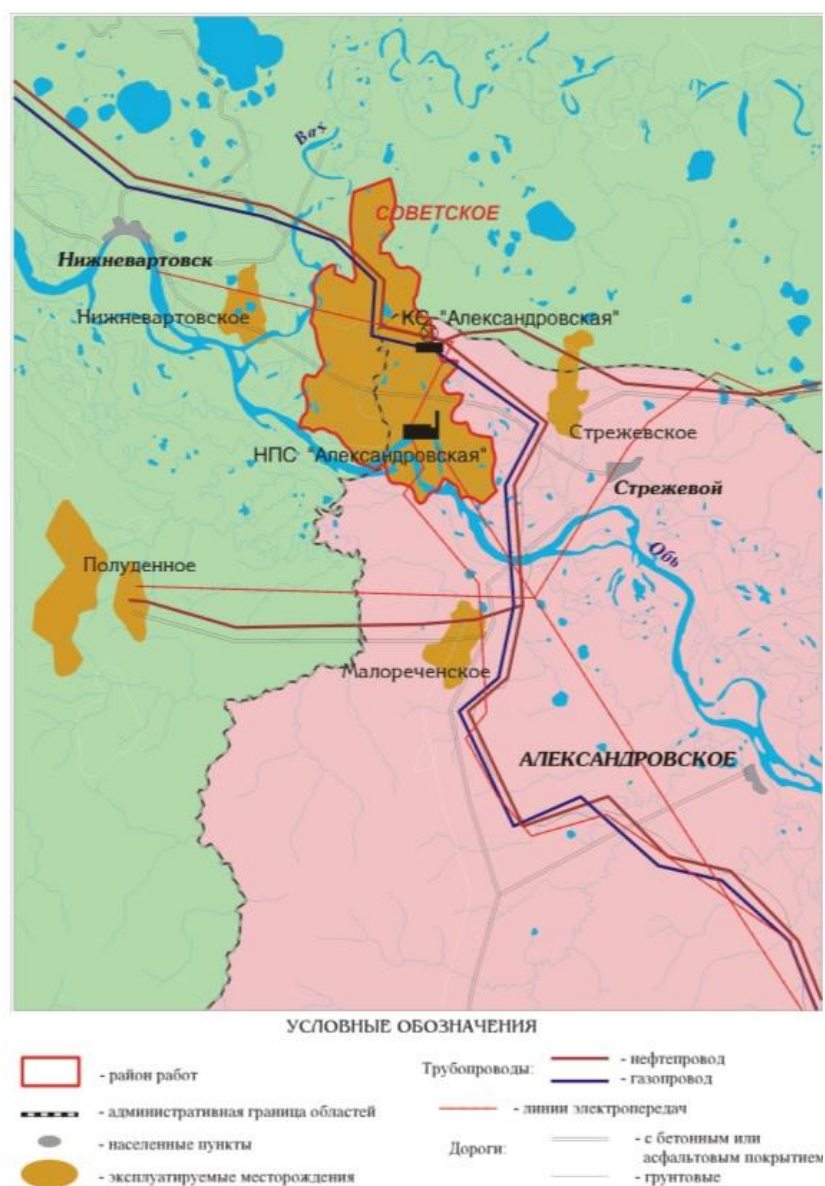


Рисунок 2.1 Обзорная схема района работ

Реки Вах и Обь служат путями миграции к местам нерестилищ полупроходных промысловых видов рыб. В водоемах присутствуют 23 вида рыб, 14 из них имеют промысловое значение (стерлядь, осетр, нельма, сырок, муксун, щука, плотва, елец, язь, золотистый и серебристый карась, налим, окунь, ерш).

Основным видом транспорта для завозки грузов на X месторождение в летнее время является водный по р.Оби, в зимнее время – по железной дороге до г.Нижневартовска и далее автотранспортом. На месторождении имеется устойчивая дорожная сеть: наряду с грунтовыми проложены асфальтовые

дороги. Также проложены: магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро-Судженск; газопровод Нижневартовск – Кузбасс; построены ЛЭП от Сургутской ГРЭС.

На территории месторождения из строительных материалов имеется глина, песок; для водоснабжения используются подземные воды[4].

2.2 Геологическое строение X месторождения

В геологическом строении месторождения обнаруживаются: палеозойский, юрский, меловой и прочие комплексы. Мезокайнозойский чехол со стратиграфическим несогласием перекрывает дислоцированные образования палеозойского возраста (рис. 2.2).

Доюрские образования

Палеозойские отложения находятся в общем случае на глубинах порядка 2590-2890 метров (данные скважин №48Р, 17Р). Их характеризует неоднородность с точки зрения литологических параметров (по площади и разрезу). Отложения в данном контексте представлены преимущественно осадочными породами и породами эффузивного происхождения – трещиноватыми известняками, сланцами, аргиллитами и т. п. Возраст их определяется не совсем точно: есть мнения о принадлежности к силуру и даже турнейскому ярусу каменноугольного периода. Предельная величина вскрытых отложений (по толщине) – 0,1 км.

На Соснинском поднятии (по скважинам №№ 16Р, 48Р) доюрские образования представлены черными плотными аргиллитами, туфопесчаниками и туфоаргиллитами. Палеозойские отложения сложены известняками сидеритизированными, трещиноватыми с прослоями туфогравелита.

Доюрские образования Медведевского поднятия (по скважине № 6Р) представлены плотными известняками (кристаллический кальцит с примесью глинистого материала). Палеозойские отложения (по скважине № 7Р) сложены эффузивами типа диабаз и их продуктами.

Юрская система

Тюменская свита – J_{1-2}^{tm}

Дююрские образования несогласно перекрываются континентальными отложениями тюменской свиты. Отложения представлены переслаиванием серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов.

Покурская свита – K_{1-2}^{a+al+c}

Отложения покурской свиты, накапливаясь в континентальных условиях, представлены неравномерным чередованием сероцветных песчаников, алевролитов и глин. В разрезе преобладают песчаные пласты, которые не выдержаны по простиранию, часто сливаясь по разрезу, они образуют единую гидродинамически связанную систему. Песчаники высокопроницаемые, водообильные, рассматриваются как практически неиссякаемый источник водоснабжения в целях ППД (поддержания пластового давления) всех разрабатываемых месторождений.

Мощность свиты 700-750 м.

Верхний мел и палеоген – K_2

Верхнемеловые и палеогеновые отложения представлены, в основном, морскими глинистыми породами и только в олигоцене (чеганская и некрасовская свиты) морские осадки сменяются континентальными, которые сложены песками с прослоями глин.

Мощность верхнемеловых – палеогеновых отложений – 900-950 м.

Четвертичные отложения – Q

Сложены неравномерным чередованием серых песков с частыми прослоями буровато-серых песчано-алевритовых глин, суглинков и супесей.

Мощность четвертичного комплекса – 30-50 м[4].

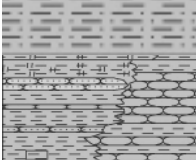
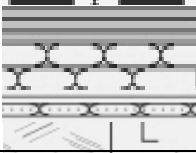
Стратиграфия					Литологическая колонка	Толщина, м	Литологическая характеристика	
Система	Отдел	Группа	Вита	Индекс				
Четвертичные отложения					Q		50	Чередование серых песков с прослоями буровато-серых песчано-алевролитовых глин, суглинков и супесей.
Палеогеновые отложения					P - K ₂		950	Морские темноцветные глины с редкими песчаными прослоями, встречаются остатки раковин.
Меловая	Верхний	Маастрих		K ₁₋₂ ^{a+al+c}			750	Неравномерное чередование сероцветных песчаников, алевролитов и глин.
		Кампан						
		Коньяк-Сантон						
		Турон						
	Нижний	Апт-Альб-Сеноман	Покурская	K ₁ ^a	50	Нижняя пачка сложена песчаниками. Верхняя - черными глинами.		
		Апт	Алымская	K ₁ ^{h-br}	400	Частое переслаивание песчаников, алевролитов и аргиллитов.		
		Готтерив-Баррем	Вартовская	K ₁ ^{b-v}	200	Переслаивание темно-серых аргиллитов, алевролитов и песчаников. В нижней части разреза песчаные пласты замещаются глинисто-алевролитовыми породами		
		Берриас-Валанжин	Мегионская	J ₃ ^v	50	Битуминозные аргиллиты массивные, тонкоплитчатые с редкими прослойками битуминозных известняков		
		Волжский	Баженовская	J ₃ ^k	до 8	Темно-серые, черные, плотные аргиллиты		
	Юрская	Верхний	Киммериджский	Георгиевская	J ₃ ^{cl-ok}	100	В кровле залегают песчаники с прослоями алевролитов. Нижезалегающие отложения представлены плотными аргиллитами с включениями углистого детрита	
Келловей-Оксфордский			Васюганская	J ₁₋₂ tm	100	Переслаивание серых, темно-серых песчаников, алевролитов и аргиллитов		
Средний		Байос+Бат	Тюменская					
Доюрские образования							00	Трещиноватые известняки, черные сланцы и плотные аргиллиты, эффузивные породы, а также плотные песчаники

Рисунок 2.2 Схематичный литолого-стратиграфический разрез Нижневартовского свода

Характерны повышенные углистость (прослой) и пиритизация. Песчаные прослой имеют прерывистое строение. В прикровельной части свиты выделяется песчаный пласт ЮВ₂ линзовидного строения. На Медведевском поднятии он продуктивен. Вскрытая толщина тюменских отложений составляет 50-100 м.

Васюганская свита – J_3^{cl-ok}

На континентальных отложениях тюменской свиты обнаруживаются морские и прибрежные отложения васюганской; здесь же можно выделить пару подсвит: глиняную и песчано-алевролитовую (нижняя и верхняя, соответственно).

Нижневасюганская подсвита представлена преимущественно аргиллитами (серыми, темно-серыми и т. п.), а также углистыми детритами.

Верхневасюганская свита представлена слоистыми песчаниками, алевролитами и аргиллитами. С пластами подсвиты на Медведевском поднятии сопряжена залежь горизонта ЮВ₁.

Общая толщина отложений свиты 80-90 м.

Георгиевская свита – J_3^k

Отложения васюганской свиты перекрываются темно-серыми, черными, плотными аргиллитами георгиевской свиты киммериджского возраста. Указанные породы свиты вскрыты не повсеместно, их мощность изменяется от 0 до 8 м.

Баженовская свита – J_3^v

Морские отложения баженовской свиты представлены битуминозными аргиллитами массивными, тонкоплитчатыми с редкими прослойками битуминозных известняков. Она рассматривается в качестве региональной покрывки, способствующей сохранению и формированию залежей в разрезе продуктивного горизонта ЮВ₁.

Меловая система. Отложения этой системы имеют верхний и нижний отделы. В последнем выделяются: мегинская, вартовская и др.; в первом: подурская, кузнецовская, ипатовская и др. свиты.

Нижний отдел

Мегионская свита – $K1^{b+v}$

Отложения данной свиты характеризуются переслаиванием темно-серых аргиллитов, алевролитов, а также песчаников. Пласты в нижней части обладают линзовидным строением.

Пласты BV_{10} и BV_8 верхней части обнаруживаются в рамках большой площади Нижневартовского свода. Аргиллитовая пачка (порядка 30-40 метров) принимает роль своего рода покрышки для залежей BV_5 .

Мощность названной свиты достигает 200-220 метров.

Вартовская свита – $K1^{h-br}$

В структуре данной свиты обнаруживают себя подсвиты: ниже- и верхневартовская. Отложения первой формировались в преимущественно прибрежных, морских условиях. Для них характерно переслаивание песчаников, алевролиты. Толщина песчаных тел, нередко замещающихся аргиллитами, может достигать 30 метров. Все пласты подсвиты имеют промышленный нефтеносный статус (BV_6 - BV_0).

Формирование пород верхней подсвиты помимо прибрежно-морских условий осуществлялось под влиянием также лагунных; для подсвиты характерно наличие и чередование песчаников, алевролитов, аргиллитов (темно-серые, зеленоватых, серы, соответственно). В структуре нетрудно выделить группы АВ (песчаные пласты). Промышленные при этом следующие: AB_8 - AB_2 . Мощности рассматриваемой свиты достигает 400-450 метров.

Алымская свита – $K1^a$

Возраст отложений здесь – нижнеаптский; выделяется пара пачек: нижняя (из серых мелкозернистых песчаников с прослойками алевролитов и аргиллитов (горизонт AB_1), сформирована в прибрежно-морских условиях. Верхняя (25-30 метров) называется кошайской; сложена из глин (черных), что сформировались под влиянием глубоководных морских условий. Последние – надежная покрышка для AB_1 [4]. Совокупная мощность свиты – порядка 50 - 60 метров.

2.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

В геологическом строении X месторождения принимают участие доюрские образования складчатого фундамента и терригенные отложения мезозойско-кайнозойского осадочного чехла.

В тектоническом отношении X месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты, входящей в состав Урало-Сибирской платформы, в пределах центральной части Соснинского вала Нижневартовского свода.

Месторождение связано с группой локальных поднятий III порядка (Медведевское, X, Соснинское, Юго-Западное, Северо-Западное и другие), является многопластовым и имеет сложное геологическое строение, обусловленное невыдержанностью продуктивных пластов, наличием зон замещения коллекторов непроницаемыми породами.

Промышленная нефтеносность X месторождения связана с объектами мелового возраста (AB_1 , AB_2 , AB_3 , AB_4 , AB_6 , AB_7 , AB_8^0 , AB_8^1 , BV_{0-1} , BV_2 , BV_3 , BV_4 , BV_5 , BV_6 и BV_8), верхней юры ($ЮВ_1$ и $ЮВ_2$) и корой выветривания палеозойских отложений (M_1) (рисунок 2.3).

Основными объектами разработки являются горизонты AB_1 и BV_8 , содержащие, соответственно, 70,0 и 13,6 % начальных геологических запасов нефти месторождения (65,5 и 19,1 % извлекаемых).

Наименее изученным является пласт M_1 , связанный с зоной дезинтеграции известняков палеозойского фундамента в пределах Медведевского поднятия, расположенного в юго-восточной части площади, в связи с чем необходимо продолжить его доразведку (провести сейсморазведочные работы и при необходимости – бурение разведочных скважин).

Объекты AB_1 , AB_2 , AB_3 , AB_4 , AB_6 , AB_7 , AB_8^0 , AB_8^1 , BV_{0-1} , BV_2 , BV_3 , $ЮВ_1$, $ЮВ_2$ и M_1 отделяются друг от друга выдержанными глинистыми разделами.

Ниже дано краткое описание выделенных залежей в отдельности, а также приведены геолого-физические характеристики коллекторов и насыщающих их пластовых флюидов (таблица 2.1).

Пласт M_1 . Залежь пласта M_1 выявлена на Медведевском поднятии, приурочена к коре выветривания палеозойского фундамента. Пласт залегает на глубине 2696 м, ВНК по залежи нефти принят на а.о. -2677 м. Залежь относится к неструктурному типу, литологически ограниченная. Тип коллектора – смешанный (трещинно-поровый). Пласт фациально изменчив. Размеры залежи составляют 0,9х3,0 км, высота – 22 м.

Пласт $ЮВ_2$. Отложения пласта $ЮВ_2$ приурочены к кровле тюменской свиты, залегают на глубине 2530 м и характеризуются сильной палеофациальной изменчивостью, не выдержаны как по площади, так и по разрезу месторождения. Залежь является массивной, тип коллектора – поровый.

Промышленная нефтеносность выявлена в пределах Медведевского поднятия. ВНК по залежи принят на а.о. -2484 м. Высота залежи составляет 29 м, размеры – 1,1х1,5 км.

Пласт $ЮВ_1$. Залежь в пласте $ЮВ_1$ выявлена на Медведевской площади, относится к массивному типу, коллектор поровый. Средняя глубина залегания составляет 2110 м. ВНК по залежи принят на а.о. -2447 м. Высота залежи достигает 52 м.

Пласт $БВ_5$. нефтеносен на Х, Соснинском и Юго-Западном поднятиях. Выявлено две залежи: основная (в пределах первых двух поднятий) и юго-западная. Залежи относятся к массивному типу, коллектор порового типа, покрышкой служат глинистые породы мегинской свиты мощностью 30 – 35 м.

Основная залежь. Средняя глубина залегания отложений составляет 2150 м. Наибольшие значения нефтенасыщенных толщин наблюдаются в присводовой части структуры. ВНК изменяется в пределах от -2125 до -2130 м. Геометрические размеры залежи составляют 4,5х6,0 км. Высота основной залежи равна 52 м. В зависимости от сопряжения угла наклона пласта, его

мощности, а также плоскости ВНК ширина водонефтяной зоны колеблется от 150 до 1000 м.

Юго-западная залежь. Средняя глубина залегания отложений составляет 2150 м. ВНК принят на а.о. от -2138 до -2142 м. Размеры залежи – 3,7х4,0 км; высота залежи – 23 м[4].

Пласт БВ₅. Пласт БВ₅ приурочен к отложениям вартовской свиты и представлен чередованием проницаемых и плотных пород. Две залежи нефти в пласте БВ₅ установлены на северо-западном поднятии. Они относятся к массивному типу. Средняя глубина залегания пород составляет 2030 м. ВНК принят на а.о. -1983 м. Размеры залежей составляют 4,0х2,5 км и 1,4х1,0 км; высоты, соответственно, равны 34 и 15 м.

На Соснинском поднятии нефтеносность отмечена только в скважине №500, где был получен приток воды с небольшим количеством нефти. Вероятно, в этом районе имеется залежь ограниченных размеров, приуроченная к песчаной линзе, подсчет запасов нефти по которой не производился.

Пласт БВ₄. Пласт БВ₄ приурочен к отложениям вартовской свиты. Литологически представлен переслаиванием песчаников и глин. Залежь нефти в пласте БВ₄ установлена только в пределах северо-западного поднятия. Залежь относится к массивному типу, тип коллектора – поровый. Средняя глубина залегания отложений составляет 1980 м. ВНК принят на а.о. -1966м. Размеры залежи равны 2,5х6,7 км, высота – 42 м.

Пласт БВ₃. Пласт БВ₃ стратиграфически приурочен к отложениям вартовской свиты готерив-барремского возраста. Представлен песчаниками или чередованием песчано-глинистых прослоев. Залежи в пласте БВ₃ выявлены на Х и Соснинском поднятиях, относятся к массивному типу. Средняя глубина залегания составляет 1940 м. ВНК колеблется на а.о. от -1916 до -1928 м. Высота залежей варьирует от 12 до 17 м.

Пласт БВ₂. Пласт БВ₂ стратиграфически приурочен к отложениям вартовской свиты и литологически представлен переслаиванием пропластков песчаников, алевролитов и глин. По латерали некоторые песчаные пропластки

не выдержаны и довольно часто выклиниваются. Отложения пласта BV_2 залегают на глубине 1930 м. ВНК варьирует на а.о. от -1876 до -1896 м.

Пласт BV_{0-1} . Пласт BV_{0-1} приурочен к отложениям вартовской свиты. Литологически пласт представлен как однородными песчаниками, так и чередованием песчаников, алевролитов и глин. Залежи в пласте BV_{0-1} выявлены на Х и Соснинском поднятиях, являются массивными, коллектор порового типа. Средняя глубина залегания составляет 1910 м. ВНК колеблется на а.о. от -1856 до -1864 м.

Пласт AB_8^1 . Стратиграфически пласт AB_8^1 приурочен к отложениям вартовской свиты и литологически представлен однородными песчаниками, либо переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Залежь в пласте AB_8^1 выявлена на восточном куполе Соснинского поднятия, является массивной, литологически экранированной. Средняя глубина залегания составляет 1880 м. ВНК принят на а.о. -1828 м.

Пласт AB_8^0 . Пласт AB_8^0 представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин. Залежь в пласте AB_8^0 открыта в пределах Соснинского поднятия, является массивной. Средняя глубина залегания составляет 1870 м. ВНК колеблется на а.о. от -1813 до -1821 м. Размеры залежи равны 0,8х3,2км; высота достигает 13 м.

Пласт AB_7 . Пласт AB_7 приурочен к отложениям вартовской свиты. Представлен переслаиванием песчаных и алевролитово-глинистых пород. Залежь в пласте AB_7 является массивной. Средняя глубина залегания отложений составляет 1840 м. ВНК принят на а.о. -1810 м.

Пласт AB_6 . Пласт AB_6 стратиграфически приурочен к отложениям вартовской свиты. Литологически представлен однородным проницаемым песчаником, который иногда в верхней части глинизируется. Залежь в пласте AB_6 открыта на юго-восточном крыле Соснинского поднятия и является массивной. Отложения пласта вскрыты на глубине 1820 м. ВНК принят на а.о. -1778 м. Размеры залежи составляют 6,9х3,8 км; высота достигает 18 м.

Пласт АВ₄. Пласт АВ₄ приурочен к верхней половине вартовской свиты готерив-барремского возраста. В пласте АВ₄ выявлены две залежи нефти, связанные со сводовыми частями Соснинского и Х поднятий. Они относятся к массивному типу. Отложения пласта вскрыты на глубине 1800 м. ВНК варьирует на а.о. от -1707 до -1713 м. Размеры залежи на Соснинском поднятии равны 11,0х1,7 км, на Х – 3,0х1,2 км. Соответственно, высоты залежей составляют 10 - 12 и 12 – 14 м.

Пласт АВ₃. Как по площади, так и по разрезу пласт АВ₃ неоднороден. Отложения пласта вскрыты на глубине 1750 м. В пласте АВ₃ установлено семь залежей. Они приурочены к повышенным участкам Х и Соснинского поднятий. Залежи являются массивными, иногда литологически экранированными. ВНК принят на а.о. -1671 м. Высота залежей достигает 22 м.

Пласт АВ₂. Пласт АВ₂ является продуктивным объектом на большей части территории Х месторождения, за исключением Медведевского и Юго-Западного поднятий, где он водоносен. Пласт имеет сложное строение и представлен монолитными песчаниками, чередованием тонкослоистых песчано-глинистых пород, совместным залеганием монолитных песчаников и тонкослоистых песчано-глинистых пород. Средняя глубина залегания отложений составляет 1715 м. Залежь является массивной. Поверхность ВНК сложная. Принятые а.о. колеблются от -1649 до -1659 м. Высота залежи достигает 25 м[4].

Пласт АВ₁. Пласт АВ₁ (аптский и альбский яруса) является основным эксплуатационным объектом на данном месторождении, залегает на глубине 1700 м и представлен частым переслаиванием прослоев песчаников, алевролитов, глин и алевроглинистопесчаных пород общей толщиной от 16,2 до 41,5 м. Характерной чертой строения пласта является его высокая макронеоднородность, которая в верхней половине разреза усилена сложной текстурой пород и характеризуется повышенным содержанием глинистой составляющей. В соответствии с глинизацией разреза снизу вверх (при этом увеличивается как послойная, так и рассеянная глинистость) коллекторские

свойства пласта ухудшаются, это отражается на величине его нефтенасыщенности и гипсометрической поверхности ВНК, наиболее низко (в пределах а.о. -1655 м) она расположена в центральной части залежи. По направлению к внешнему контуру нефтеносности ВНК повышается до отметки -1645 м, иногда – -1638 м, т.е. поверхность контакта имеет сложную форму, близкую к корытообразной. Залежь является массивной. Размеры ее в плане составляют 30,0х17,5 км. Высота равна 54 м.

Таким образом, залежи продуктивных объектов БВ₈ и АВ₁ – наибольшие по площади и запасам на месторождении.

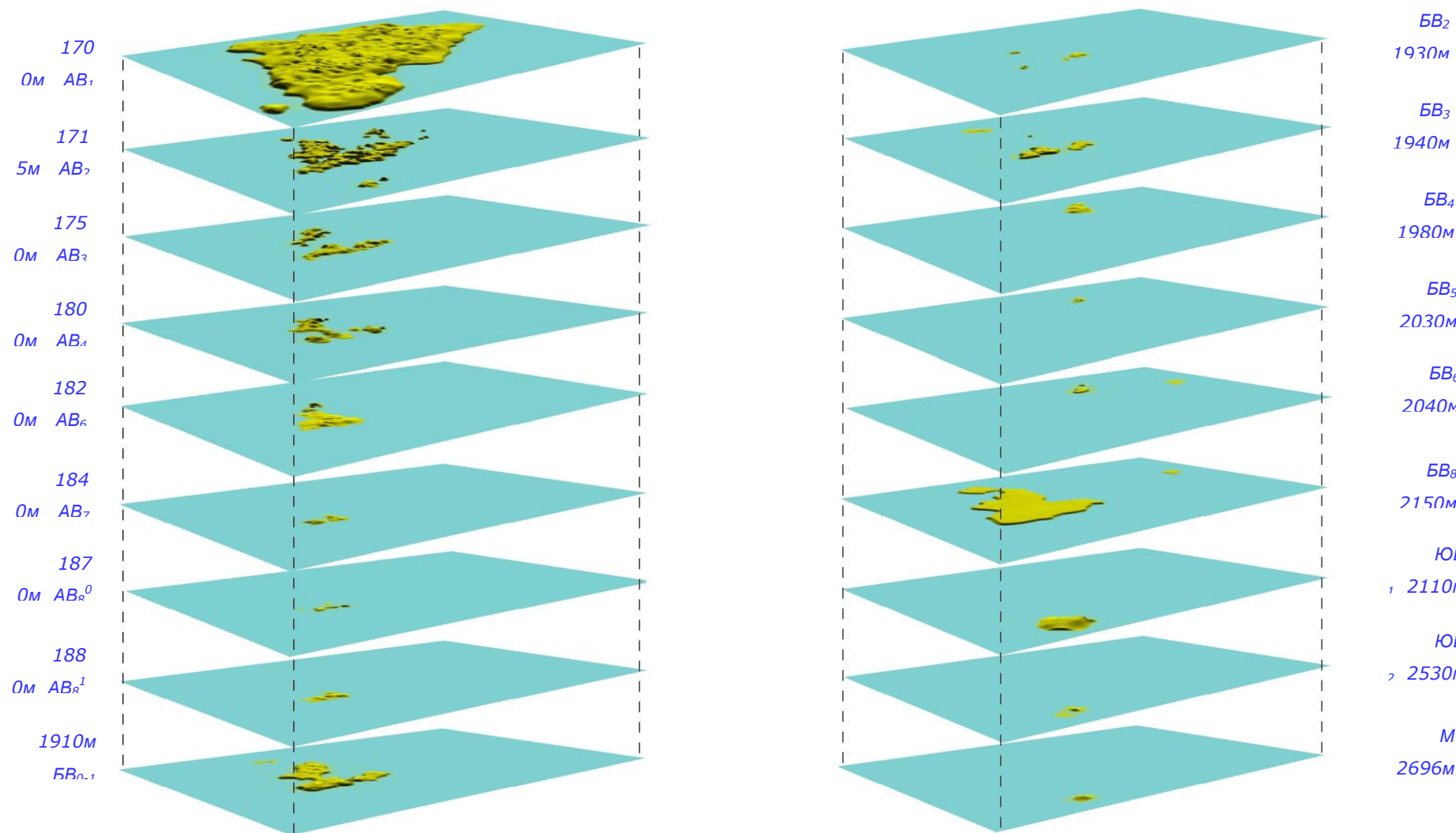


Рисунок 2.3 Схематичный геологический профиль X месторождения

Таблица 2.1 - Геолого-физические характеристики продуктивных пластов X месторождения

Параметры	Продуктивные горизонты, пласты																	
	АВ ₁	АВ ₂	АВ ₃	АВ ₄	АВ ₆	АВ ₇	АВ ₈ ⁰	АВ ₈ ¹	БВ _{0.1}	БВ ₂	БВ ₃	БВ ₄	БВ ₅	БВ ₆	БВ ₈	Ю ₁	Ю ₂	М
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	1672	1690	1723	1752	1810	1835	1860	1875	1894	1948	1960	2000	2015	2066	2150	2472	2521	2680-2695
Тип залежи	пласт. свод. тектон. экран.	пл. литол.огранич.		пласт. свод. водонефт.		пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.	пласт. свод. литол .огран.	пласт. свод. водонефт.			пласт. свод.	пласт. свод. водонефт.		пласт. свод. тект.экран.	пласт. свод. литол .огран.		
Тип коллектора	поровый																	трещинный
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	455894	30228	29587	27094	27102	5372	1413	6351	41177	3675	12779	16013	3635	6829	110301	14554	2788	2656
Средняя общая толщина, м	32.3	18.6	27	20.8	23.3	20.4	9.9	5.2	33.6	18	26.3	17.4	20.1	16.4	10.6	3.5	11.6	51
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11.1	3	4.6	5.1	5.4	1.9	2	2.2	3.5	2.1	3.3	4.7	4.5	3.1	6.1	2.2	3.6	22.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	15.8	7.6	6.1	8.2	12.4	7.8	4.6	4.3	12.5	7.9	12.6	6.4	11.8	12.1	7.7	3.5	3.6	12.7
Коэффициент пористости, доли ед.	0.249	0.263	0.271	0.272	0.274	0.253	0.26	0.26	0.257	0.262	0.262	0.269	0.256	0.262	0.24	0.162	0.14	0.009
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.436	0.449	0.52	-	0.59	0.531	-	0.5	0.491	0.5	-	0.547	0.519	-	0.686	0.6	0.532	М ₀ -0.790
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.411	0.422	0.576	0.566	0.52	0.468	0.444	0.49	0.481	0.471	0.542	0.509	0.519	0.517	0.577	0.553	0.512	М ₁ -0.950
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.431	0.442	0.57	0.565	0.59	0.472	0.444	0.498	0.485	0.472	0.542	0.53	0.519	0.517	0.655	0.599	0.525	0.814
Проницаемость, мкм ² х10 ⁻³																		
кern	195	228	376	350	660	850	530	735	810	1160	643	157	740	680	760	95	-	-
ГИС	70.3	82	843	930	960	230	196	360	330	342	290	544	550	820	600	9.3	3.7	-
гидродинамика/КВД (неуст.реж)	75	93	94	193	176	99	139	139	161	-	191	319	132	23	336	21	-	
Коэффициент песчанистости, доли ед	0.5	0.35	0.39	0.63	0.64	0.39	0.47	0.56	0.35	0.46	0.43	0.45	0.61	0.69	0.74	0.83	0.37	0.45
Расчлененность	11.4	3.9	5.3	5.3	6.6	4.8	3.2	1.7	8.1	4.8	6.9	5.7	7.2	5.4	3.5	1.3	2.6	4
Начальная пластовая температура, °С	55	55	56	57.3	60	60.8	62.2	62.2	63.5	64.3	65.1	67.4	67.6	68.8	73.5	86.2	87.6	90
Начальное пластовое давление, МПа	16.97	17	17.2	17.55	18.2	18.45	18.81	18.81	19.2	19.4	19.6	20.2	20.3	20.6	21.7	25	25.35	27.8
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	1.58	1.6	1.36	1.5	1.18	1.05	1.05	1.05	1.27	1.08	1.08	1.14	1.19	1.19	1.12	1.12	1.1	1.5
Плотность нефти в пласт. усл. т/м ³	772.8	775.2	767.1	766.8	777.5	760	760	760	756.3	744.7	744.7	757.6	766.4	766.4	764.8	737	719.9	728
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	844.9	848.3	848	844.1	841.9	842.4	842	842	842.5	844	844	845	841.9	841.9	840	836	820	840
Абсолютная отметка ВНК, м	1650 (1636-1657)	1653 (1651-1658)	1684 (1673-1684)	1710 (1695-1714)	1775 (1764-1775)	1796 (1788-1797)	1819 (1816-1826)	1836	1857 (1857-1874)	1898 (1894-1898)	1911 (1911-1941)	1970	1976 (1970-1976)	2003 (2003-2051)	2127 (2142-2127)	2452	2487	2690
Объемный коэф нефти, доли ед.	1.133	1.149	1.154	1.178	1.154	1.196	1.196	1.196	1.206	1.2	1.218	1.195	1.173	1.173	1.15	1.248	1.253	1.187
Содержание серы в нефти, %	0.9	1.06	0.82	0.86	0.92	0.69	0.69	0.69	0.87	0.83	0.83	0.73	0.95	0.8	0.71	0.8	0.12	0.59
Содержание парафина в нефти, %	2.2	2.5	2.2	2.4	2.5	неопр	неопр	неопр	2.5	неопр	2.7	1.8	1.5	1.9	2.2	1.8	9	17.5
Давление насыщения нефти газом, МПа	7.9	8.3	8.1	8.1	9.1	12.1	9.6	9.6	10.1	9.8	9.8	10	9.1	9.5	9.5	9	8.8	5.8
Газосодержание нефти, м ³ /т	46.5	51.7	62.2	65.7	63.2	77.8	77.8	77.8	79.1	77.5	77.5	63.4	68.1	68.1	55.1	74	83	43.3
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.531	0.531	0.525	0.516	0.499	0.494	0.486	0.486	0.479	0.474	0.47	0.458	0.457	0.452	0.43	0.383	0.379	0.266
Минерализация пластовой воды, г/л	19.8	20.21	21.33	21.43	21.51		21.79	21.79	22.33	-	23.16	23.54	-	25.09	25.84	38.65	-	35.4
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0.469	0.472	0.599	0.594	0.611	0.513	0.482	0.538	0.526	0.513	0.574	0.572	0.565	0.548	0.656	0.616	0.562	0.562
Коэффициент продуктивности, м3/сут*МПа	20.5	22.3	31.7	96.4	100.6	49.5	-	-	51.7	76	32	74.5	28.1	150.1	106.9	9.3	0.8	-

2.4 Мероприятия по предупреждению выпадения парафина

В целях защиты от АСПО надо проведение работ по предупреждению образования отложений (рисунок 2.4) и их удалению (рисунок 2).

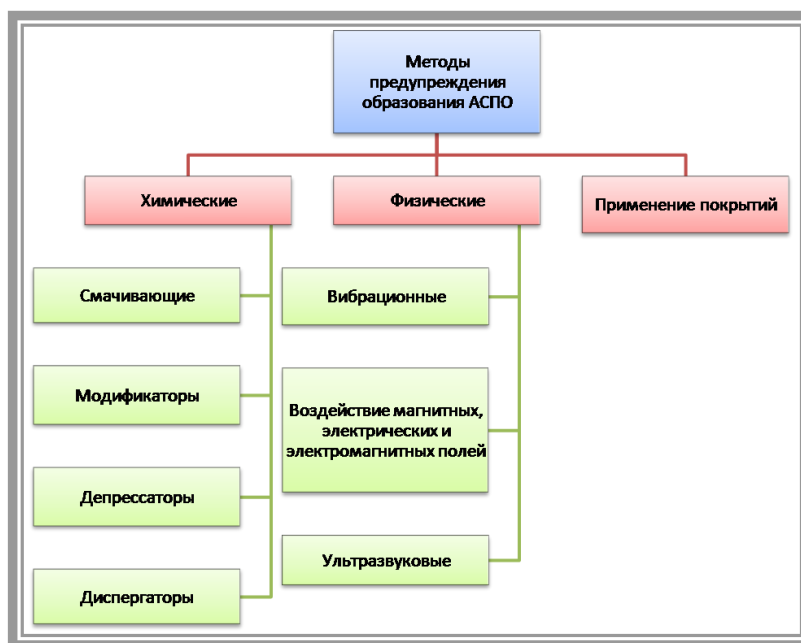


Рисунок 2.4- Методы предупреждения образования АСПО

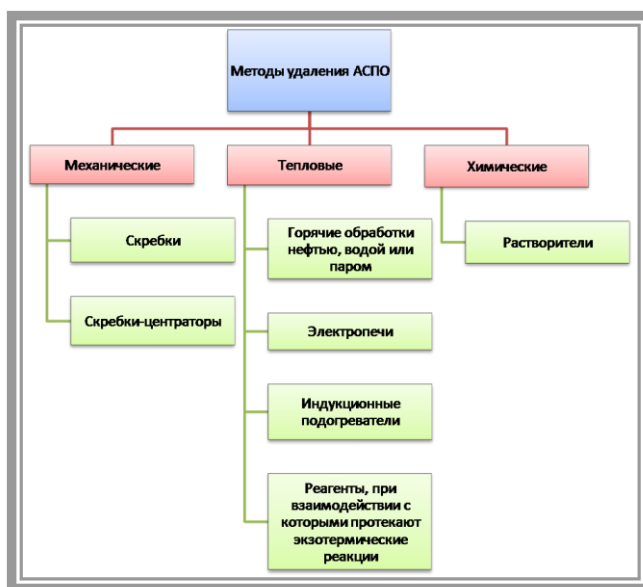


Рисунок 2.5 - Методы удаления АСПО

В таблице 2.2 приведены некоторые технологии предупреждения

образования АСПО[12].

Таблица 2.2 - Технологии предупреждения образования АСПО

Разработчик	Технология
Химические методы	
<u>Миррико</u>	Серия ингибиторов, диспергаторов и депрессаторов АСПО «Dewaxol».
<u>Champion Chemicals</u>	Модификатор АСПО «Flexoil».
<u>Baker Petrolite</u>	Полный набор ингибиторов АСПО.
Альфа-Сервис	Ингибиторы парафиноотложений РТ-1М и РТФ-1.
Вираз	Серия ингибиторов, диспергаторов и депрессаторов АСПО «Пралът».
<u>Nalco</u>	Ингибиторы парафиноотложений ENERAX с низкой температурой застывания.
<u>Efril</u>	Серия ингибиторов, диспергаторов и депрессаторов АСПО «Efril».
<u>Инкомп-Нефть</u>	Скважинный капиллярный трубопровод СКТ - 2250. Комплект для подачи химреагента в интервал перфорации КУП-60. Полимерные армированные трубопроводы для подачи химреагентов в систему нефтесбора и ППД. Дозировочная установка для подачи химических реагентов.
Синергия-	Комплекс оборудования подачи реагента

Новомет-Пермь	Погружной контейнер-дозатор ингибитора.
Л-Реагент	Серия контейнеров с реагентами «Трид».
Физические методы	
Лантан	Серия магнитных индукторов «МИОН».
Magnetic Technology Australia	Магнитная обработка с применением постоянных магнитов.
Нефтегазтехнология	Магнитная обработка системным активатором NBF-1A.
Expro Group и Shell	Генератор высокочастотных колебаний.
Защитные покрытия	
Татнефть	Стеклопластиковые НКТ.
ТСЗП	Защита от парафиновых отложений на погружном оборудовании, НКТ, систем транспорта и подготовки нефти и газа с помощью высокоскоростного напыления. ОПИ технологий нанесения наноструктурированных покрытий (совместно с РОСНАНО).
РЕАМ-РТИ	Полимерные покрытия деталей ЭЦН и НКТ на основе полифениленсульфида (PPS).

Вибрационные методы основаны на создании в области парафинообразования ультразвуковых колебаний, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует

осаждению на стенках труб.

Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали. Установлено, что чем выше шероховатость поверхности, тем интенсивнее парафинообразование, а на гладкой поверхности отложения незначительны. [5].

В таблице 2.3 приведены некоторые технологии удаления АСПО.

Таблица 2.3- Технологии удаления АСПО

Разработчик	Технология
Химические методы	
<u>Миррико</u>	Растворитель АСПО «Dewaxol-76».
<u>Champion Chemicals</u>	Растворитель АСПО «Flotron».
<u>Baker Petrolite</u>	Полный набор растворителей АСПО.
Вираз	Растворитель АСПО «Пралът НК».
<u>Efril</u>	Универсальный растворитель АСПО «Efril 317D».
<u>Инкомп-Нефть</u>	Скважинный капиллярный трубопровод СКТ - 2250. Комплект для подачи <u>химреагента</u> в интервал перфорации КУП-60. Полимерные армированные трубопроводы для подачи <u>химреагентов</u> в систему <u>нефтесбора</u> и ППД. Дозировочная установка для подачи химических реагентов.
Синергия-	Комплекс оборудования подачи реагента (ОПР)

	трубопроводы, <u>нефте-</u> и газодобывающие скважины.
<u>Новомет-</u> <u>Пермь</u>	Погружной контейнер-дозатор ингибитора.
Л-Реагент	Серия контейнеров с реагентами «Трил».
Тепловые методы	
<u>КамКабел</u> <u>ь</u>	<u>Электрокабели</u> КНП.
ТФК Урал - Трейд	Агрегат <u>депарафинирования</u> АДПМ-12/150. Паро-промысловая установка ППУА-1600/100М.
<u>СиТерра</u>	Промысловая паровая установка ППУА-2006.
<u>Нефтесерв</u> <u>ис-НН</u>	Скважинный парогенератор на <u>шлангокабеле</u> .
Механические методы	
Каскад	Устройства для очистки внутренних полостей НКТ.
<u>ПромХим-</u> <u>Сфера</u>	Скребки и поршни для очистки трубопроводов.
<u>ТехноПро</u> <u>м</u>	Комплект оборудования депарафинизации скважины скребками КОДС.
НПП Грант	Станция управления установкой депарафинизации скважин скребками УСПС-2000.

3 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА СОВЕТСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Химические ингибиторы для удаления АСПО

Необходимыми условиями образования АСПО являются:

- присутствие в нефти достаточного количества высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда;
- снижение температуры потока ниже температуры насыщения;
- достаточно прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью НКТ.

Площадь парафиновых отложений составляет в среднем 500-600 м (от устья). В некоторых случаях зона парафинизации составляет 800-1000 м. Анализ парафинизации оборудования показывает, что при увеличении обводненности до 70-80% скорость осаждения парафина уменьшается, но проблема не решена полностью.

Осаждение парафина приводит к снижению добычи в скважине и потерям в добыче нефти. В некоторых случаях отложение парафина приводит к остановке скважин из-за полного перекрытия поперечного сечения НКТ.

Отложение парафина в значительной степени зависит от состава и физико-химических свойств масла.

Интенсивное отложение парафина характерно для легких масел с высоким содержанием парафиновых и бензиновых фракций.

Поскольку нефть пластов классифицируется как легкая и средняя, парафиновая, в результате изменения термобарических параметров в системе

нефть-вода-газ, может происходить значительное охлаждение продукта при движении вдоль ствола скважины и отложении парафин в трубе лифта.

Реагенты марки «СНПХ» считаются основными ингибиторами комплексного эффекта. В качестве иллюстрации в таблице 3.1 представлен перечень реагентов для ингибирования образования парафина, выпускаемого ОАО «НИИнефтепромхим», [6].

Таблица 3.1 – Реагенты ингибирования для борьбы с АСПО

Наименование реагента	Описание	Дозировка
СНПХ-2005	<u>Депрессатор</u> , предназначен для ингибирования образования АСПО и снижения вязкости нефти	150-300 г/т
СНПХ - 7801	Ингибитор образования АСПО.	150-200 г/т
СНПХ - 7821	Ингибитор образования АСПО	Не выше 200 г/т
СНПХ - 7909	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатора	50-200 г/т
СНПХ-7912М	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатор	25-100 г/т
СНПХ-7920	Ингибитор образования АСПО и гидратов	100-200 г/т
СНПХ-7920М	Ингибитор образования АСПО, снижает коррозионную активность на 60-70%	100-200 г
СНПХ-7941	Ингибитор образования АСПО с эффектом деэмульгатора	50-200 г/т

Ингибитор комплексного действия СНПХ-7821 показал свои высокие диспергирующие свойства при образовании парафина на нефтяных месторождениях России. Этот реагент имеет цвет от светло-желтого до коричневого, температура застывания -40°C , плотность 850 кг / м³. Ингибитор SNPCH-7821 имеет следующий состав:

- гексан (50%)

- толуол (40%)
- этилбензол (8%)
- диэтилбензол (2%)

Нефть месторождения является высокопарафинистой (содержание парафина 6,5%). Для испытания были выбраны скважины №175, 178, имеющие малые дебиты из-за наличия образования высоких парафиновых пробок. Рабочая дозировка реагента СНПХ-7821 составила 200 грамм на 1 тонну нефти. Эффективность ингибитора оценивалась по 2 параметрам:

- снижение температуры застывания нефти (ГОСТ 5066-91)
- влияния ингибитора на вязкость нефти (ГОСТ 33-20000)

В 2018 г. показал свою эффективность и позволил увеличить МРП скважины в 2-3 раза[7].

Чтобы достичь максимальной эффективности по предотвращению и удалению АСПО, необходимо не только подобрать качественные ингибиторы образования АСПО и растворители удаления, но осуществить правильную технологию подачи химических реагентов в скважину. Поскольку пренебрежение данного процесса может привести к тому, что снизится эффективность используемых реагентов и придётся увеличивать расход реагентов.

Нефтяной промысел предъявляет ряд требований при закачке химического реагента:

- реагент обязан находиться в молекулярно-дисперсном состоянии, для того чтобы в короткие сроки раствориться в потоке нефти
- дозировка реагента в поток нефти осуществляется с высокой точностью, с отклонением не более ± 2 г на тонну нефти
- оборудование для введения реагента должно быть в исправном состоянии.

Для расчета объема закачиваемого химического реагента необходимы данные о: состоянии и зоне осаждения парафиновых отложений, забойной температуре,

продуктивности скважины, обводненности, забойном давлении и т. Д., А также информация о конструкции скважины (для Например, скважины кривизны). Наличие этих данных также позволяет построить модель седиментационного осаждения, определить последовательность закачки каждой пачки химического реагента, а информация о конструкции скважины дает представление о местах с наибольшей вероятностью накопления. депозиты. Перед закачкой химического реагента в скважину принимаются меры по удалению газа из затрубного пространства [8].

Рассчитанный объем химического реагента закачивается в затрубное пространство, а затем с помощью подачи масла химический реагент вытесняется в трубопровод, после чего скважина останавливается для отклика. Время отклика для каждой скважины индивидуально и может составлять от 1 часа до 24 часов. Расчет объема вытесняющей жидкости должен быть таким, чтобы после заполнения трубы реагентом ее часть оставалась в скважине. Оставшееся количество химического реагента будет постепенно собираться насосом. Этот метод закачки химикатов считается традиционным методом обработки скважин. Существует наиболее эффективный способ дозирования ингибиторов и растворителей с использованием погружного скважинного контейнера (UCS), показанный на рисунке 3.1.



Рисунок 3.1 – Погружной скважинный контейнер

ПСК позволяет дозировать ингибитор при требуемых минимальных концентрациях, обеспечивая его совместимость с любыми добываемыми водами того же типа в условиях их изменяющейся минерализации. Конструкция PSK имеет следующую особенность: секции контейнера оснащены регулировкой, позволяющей индивидуально настраивать параметры скважины, отремонтированной за 5–10 минут непосредственно перед запуском. Схема установки PSK в скважине показана на рисунке 3.2.

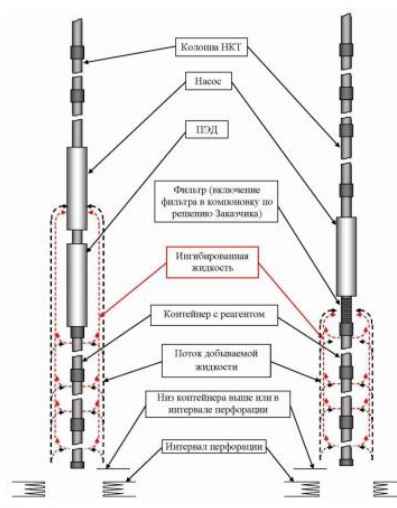


Рисунок 3.2– Схема размещения скважинного погружного контейнера в скважинах, оснащенных ЭЦН и ШГН

Перспективные методы включают капиллярные системы для подачи химических реагентов в колонну труб (рис. 3.3). Через капиллярную трубку 5 скважины, установленную на внешней поверхности трубопровода, химический реагент поступает во впускную гильзу (7), перед которой установлен центратор (6) для защиты торцевого уплотнения и обратного клапана. Подача реагента регулируется наземным дозирующим устройством 1. Устройство ввода 3 обеспечивает плотный проход капиллярного трубопровода через устьевые фитинги[8].

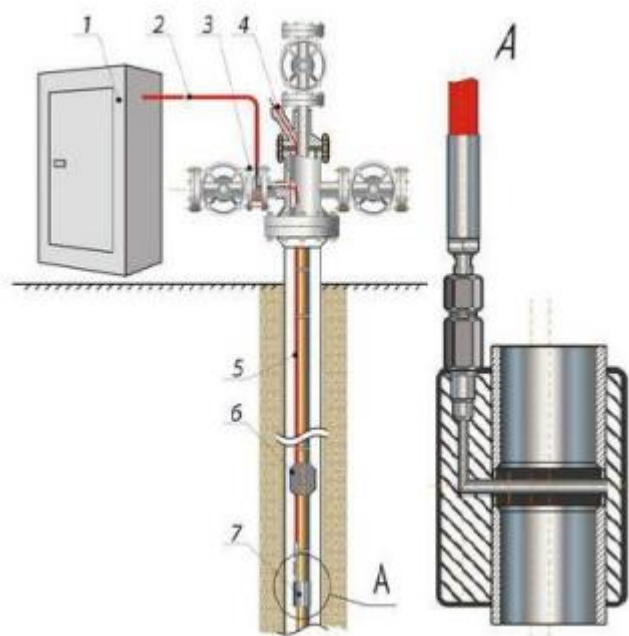


Рисунок 3.3 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну насоснокомпрессорных труб

При выбранном способе дозирования реагент поступает в интервал до начала отложения АСПО. С экономической точки зрения рациональнее использовать капиллярную систему, нежели традиционную подачу реагентов в затрубное пространство, так как расход реагента снижается примерно в 2-4 раза

3.2 Технологии удаления асфальтосмолопарафиновых отложений на X месторождении скребками

Под механическим методом понимается процесс депарафинизации скважины с использованием скребков, удаляющие уже образовавшиеся парафиноотложения на стенках НКТ. Количество мероприятий по спуску скребка в свежину зависит от состояния непосредственно самой скважины и характера отложений парафинов. Скребок представляет собой конструкцию с двумя режущими ножами, ролик 1, на который крепится оцинкованная канатная

проволока (связывающая скребок с лебедкой) и палец с резьбой 2, на которую подвешивают утяжелители для повышения проходимости скребка (рисунок 3.4) [7].



Рисунок 3.4 – Конструкция скребка

Скребок обычно изготавливают из стали, масса достигает 10 кг, длина варьируется от 1250 до 1950 мм, температура эксплуатации от - 40°C до + 160°C.

Скребки переменного сечения были выполнены так, что при движении вниз они уменьшают свой диаметр, что обеспечивает им свободный проход даже при наличии на стенках труб отложений парафина. При подъеме скребка один из ножей под действием сил, мешающих движению вверх (наличие парафиновых отложений) перемещается вниз, увеличивая режущий диаметр ножей, и срезает отложившиеся асфальто-смолистые вещества.

Перед спуском летающего скребка в насосно-компрессорных трубах устанавливался нижний амортизатор сбрасываемого типа, состоящий из подпружиненного кольца и корпуса с плашками. Последний фиксируют в стыке труб на необходимой глубине. Второй амортизатор – верхний, устанавливался на буферной задвижке фонтанной арматуры взамен лубрикатора.

Движение вниз заменялось под действием собственного веса, вверх струей движущейся жидкости. При этом раскрывшиеся ножи соскабливали парафин с НКТ. Переключение движения на ход вверх или вниз происходило при воздействии скребка на концевой нижний или верхний амортизатор. Было

установлено, что минимальными дебитами, при которых летающие скребки нормально работали, были 45-50 т/сут, а давление на буфере – 0,5-1,0 Мпа.

Таблица 3.2 –Количество обработок скребками за январь 2020г по скважинам [4]

№ п	Куст	Скв.	Кол-во обработок в месяц 01.02.2020г																														
			31	30	29	28	27	26	25	24	23	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1
57	233	2509		1											1							1											
26 35	92a 110	2660 1569						1										1								1							
53 26	206 92a	2660													1							1									1		
35 53	110 206	1569 2018					1															1							1				

3.3 Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Основными методами предупреждения коррозии являются следующие.

Технологические методы.

Для предупреждения коррозии нефтепромыслового оборудования должны проводиться следующие мероприятия: скорости потока в трубопроводах должны обеспечивать турбулентный режим течения, для недопущения расслоения системы на нефть и воду. Для предупреждения выпадения водной фазы необходимо, чтобы при обводненности 30-70%, скорость газожидкостной смеси в трубопроводе была несколько выше или равна скорости, обеспечивающей равномерное перемешивание смеси.

Химические методы

Наиболее прогрессивным методом борьбы с коррозией является химический метод с использованием ингибиторов коррозии.

В последние годы разработаны и широко применяются на промыслах различные ингибиторы коррозии.

Следует отметить, что очистку и обработку ингибитором коррозии напорного нефтепровода необходимо начинать уже на стадии пробной эксплуатации, несмотря на малую обводненность нефти. Из-за низкой скорости потока коррозия будет происходить в пониженных участках трассы, в районе образования водных скоплений, которые необходимо периодически удалять из трубопровода.

Подбор ингибиторов, их дозировок, организацию подачи, контроль агрессивности осуществлять в соответствии с требованиями РД39-0147103-306-96 «Инструкция по применению противокоррозионной защиты коммуникаций и наземного оборудования систем ППД» [5].

Существует несколько типовых технологий применения ингибиторов коррозии:

- непрерывная дозировка с периодическим кратковременным увеличением концентрации ингибитора (ударная доза). Ударная доза вводится в систему для быстрого формирования защитной пленки на поверхности металла в начальный период применения ингибитора или после перерывов в его применении. Концентрация ингибитора в этот период в 2-6 раз превышает постоянную. Продолжительность ввода ударной дозы составляет от 6 до 24 час. в нефти, находящейся между двумя скребками-разделителями. Технология находит ограниченное применение, т.к. может быть использована только для защиты неразветвленных трубопроводов, имеющих трубы строго одного диаметра.

Одно из направлений защиты трубопроводов от коррозии - применение труб повышенной пластичности и хладостойкости в коррозионностойком исполнении.

Заводы-изготовители гарантируют скорость общей коррозии металла труб не более 0,5мм/год, что, однако не исключает очистки труб и применения ингибирования[3].

Наряду с традиционными металлическими трубами применяются также неметаллические трубы: металлопластиковые, стеклопластиковые, полимерно-металлические, полиэтиленовые, преимущественно отечественного производства.

К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой;
- иметь низкие температуры застывания, вязкость и низкое коррозионное воздействие;
- обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью;
- ингибиторы не должны оказывать побочные действия на другие химические реагенты, применяемые в нефтедобыче.

Обработка ингибиторами коррозии в скважинах может осуществляться.

К испытанию могут быть рекомендованы ингибиторы коррозии:

- *Амфикор (по ТУ 39-12966038-004-95)*, температура застывания $-55\text{ }^{\circ}\text{C}$. Защитное действие – 90 % при дозировке реагента 25 г/м^3 . применяется для защиты водоводов, нефтесборных коллекторов и другого нефтепромыслового оборудования от коррозии в высокоминерализованных средах, содержащих сероводород, углекислоту и кислород одновременно. высокоэффективный, нефтерастворимый, пленкообразующий ингибитор. Защищает от язвенной, щелевой, гальванической, точечной, эррозионной коррозии, коррозионного, вибрационного, кавитационного растрескивания. Для эффективной защиты нефтепромыслового оборудования ингибитор дозируется в водонефтяные эмульсии или сточные воды в концентрации $15 - 50\text{ г/м}^3$. Защитное действие не менее 90%.
- *ингибитор коррозии «Коррексит – 1003»*. Имеется опыт применения ингибитора на месторождениях ОАО «Саратовнефтегаз». Реагент вводится в затрубное пространство скважин с механизированной добычей, дозировано. Расход реагента при обработках $25-30\text{ г/т}$.
- *«СОНКОР- 9601»* - высокоэффективный, нефтерастворимый, пленкообразующий ингибитор коррозии, обладает высокими защитными свойствами. Применяется в нефтегазодобывающих скважинах и трубопроводах с агрессивными сероводородными, углекислотными, кислородо- и солесодержащими средами в условиях высоких и низких температур. Защищает от язвенной, щелевой, гальванической, точечной коррозии, коррозионного, вибрационного, кавитационного растрескивания, эррозионной коррозии.
- *«СОНКОР- 9701»* - обладает хорошей защитной эффективностью при сравнительно небольших дозировках, технологичен, хорошо

совмещается с другими реагентами. Стоимость его не выше стоимости других отечественных реагентов.

- «ХПК-001(002, 007)» - применяется для защиты от коррозии нефтепромыслового оборудования. Плотность при 20°C составляет 0,83-0,92 г/см³, температура застывания - не выше минус 40-60°C, вязкость при 20°C –30-50 сСт. В процессе опытно-промышленных испытаний на месторождениях Западной Сибири защитный эффект составил 95%.
- «СНПХ-6011(6301)» - нефтерастворимый и воднодиспергируемый ингибитор с температурой замерзания минус 55°C. Применяется для защиты трубопроводов и скважинного оборудования. Ингибитор подается в затрубное пространство скважин установкой БР-2.5 с расходом 35-50 г/м³ добываемой жидкости. В качестве ударной дозы используется однократная закачка неразбавленного ингибитора в затрубное пространство скважины в объеме 0,3 м³. Недостатками «СНПХ-6011(6301)» являются: при низких скоростях перекачки склонен переходить в отслоившуюся нефтяную фазу. В результате наиболее аварийно-опасная нижняя образующая часть оборудования остается без эффективной защиты[2].
- Ипроден К-1 Марки А- Однородная жидкость от светло-желтого до темно-коричневого цвета. Плотность при 20 °С не менее 0.9 г/см³.

Ипроден К-1 является вододиспергируемым веществом. Применяется для антикоррозионной защиты нефтепромыслового оборудования систем сбора нефти и утилизации сточных вод. Представляет собой смесь поверхностноактивных веществ в спирто-углеводородном растворителе. Производится фирмой ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим» [8]. Перед началом ОПИ, образцы реагента прошли входной контроль в лаборатория физико-химических технологий нефтедобычи ООО «ЮНГНефтехимсервис». Согласно Акту входного контроля

ингибитор коррозии «ИПРОДЕН К-1 (марка А)» соответствует показателям, заявленным в ТУ 2458- 003-45305665-2007с изм. 1-5 (Таблица 20).

Исходя из положительных результатов ОРІ, ингибитор коррозии «IPRODEN К-1» (класс А) рекомендуется для промышленного использования на объектах с аналогичными характеристиками добываемой воды (таблица 6) для защиты скважинного оборудования от коррозии. Для метода постоянного дозирования с помощью CUDD с рабочей дозировкой $30 \text{ г} / \text{м}^3$, для метода периодического дозирования с частотой 1 раз в 7 дней (МБР) - $30 \text{ г} / \text{м}^3$ [4].

Таблица 3.3 – График закачки ингибитора коррозии на X месторождении

Цех	Площадка	Куст	Скважина	СЭ	Периодичность обработок	ИПРОДЕН К-1 марка А 30мг/л	
						Периодика в ВР (кг/обр)	Периодика в ВР (л/обр)
ЦДНГ-2	X	41	1001	ЭЦН	1/14	25.2	252.0
ЦДНГ-2	X	54	767	ЭЦН	1/14	34.0	340.2
ЦДНГ-2	X	92	970	ЭЦН			
ЦДНГ-2	X	101	1514	ЭЦН	1/14		
ЦДНГ-2	X	124	1085	ЭЦН	1/14		
ЦДНГ-2	X	133	647Б	ЭЦН	1/28	29.4	294.0
ЦДНГ-2	X	184	1840	ЭЦН	1/14		
ЦДНГ-2	X	233	2509	ЭЦН	1/28	10.0	100.0
ЦДНГ-2	X	249	2242	ЭЦН	1/28	10.1	100.8

3.4 Прямой подогрев внутри скважины с помощью забойного модульного подогревателя МЭН 50-122

Для этих целей рекомендуется применение забойного модульного подогревателя МЭН50-122, который можно включать в компоновку колонны НКТ (рис.3.5).

Максимальный наружный диаметр нагревателя 122 мм, что позволяет его использовать в скважинах с эксплуатационной колонной диаметром 168 мм.

Нагреватель МЭН50-122 предназначен для тепловой обработки призабойной зоны скважин при добыче фонтанным, газлифтным и механизированным способами. Модульный электрический нагреватель обеспечивает максимальную температуру нагрева жидкости в скважине до 363°C и снижение вязкости при добыче высоковязких нефтей, предотвращает отложения парафина в НКТ.

При снижении вязкости до 20 сПз добыча увеличивается на 20%. При борьбе с отложениями парафина другие профилактические мероприятия исключаются[9].

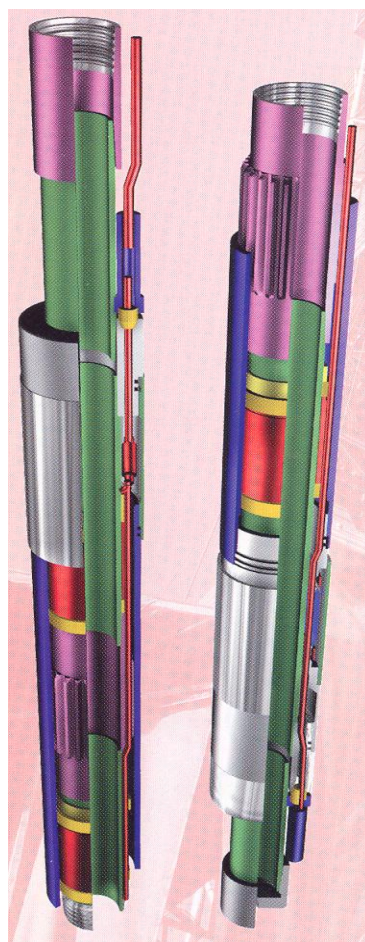


Рисунок 3.5– Модульный электрический нагреватель МЭН 50-122

Одним из перспективных способов очистки нефтедобывающих скважин от парафина является способ прямого электронагрева с использованием НКТ и обсадной колонны скважины в качестве нагревательных элементов электрической цепи. Указанные элементы соединяются между собой специальным погружным контактом, устанавливаемым на глубине около 800 м. В качестве электрической установки используется тиристорный преобразователь. Комплекс оборудования образует установку электронагрева и депарафинизации нефтедобывающих скважин (УЭНДС) и содержит наземную часть (НЧ УЭНДС) и подземную часть (ПЧ УЭНДС). [10].

Наземная часть оборудования НЧ УЭНДС представляет собой электросиловую установку. Установка содержит коммутационную аппаратуру,

силовой трансформатор и шкаф электронного управления. Установка обеспечивает:

- требуемую температуру нагрева НКТ и нефти;
- ограничение величины тока нагрева при изменении сопротивления электрической цепи участка «НКТ-погружной контакт – обсадная труба»;
- ограничение величины тока нагрева при изменении сопротивления электрической цепи участка «НКТ-погружной контакт-обсадная труба»;
- ограничение максимальной температуры нефти в процессе нагрева;
- необходимые защиты, диагностику, индикацию и плавное регулирование режимов нагрева;
- возможность включения в АСУП с дистанционным управлением.

Техническая характеристика:

- напряжение-380V;
- диапазон изменения выходного тока – 0-500 А;
- максимальная температура нагрева жидкости в скважине - +400С;
- температура окружающей среды - +/- 400С;
- подземная часть ПЧ УЭНДС. [11].

Внедрение способа прямого электронагрева нефтедобывающей скважины дает следующие эффекты:

- увеличение дебита скважины;
- низкие эксплуатационные затраты;
- отсутствие загрязнения окружающей среды;
- отсутствие нарушения эксплуатационных качеств нефтяного пласта;
- совместимость с эксплуатационными режимами и режимом ремонтных работ;

- автоматизация управления процесса очистки нефтяных скважин от парафина.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Наиболее эффективным и более дешевым методом борьбы с АСПО являются скребки, то мере их внедрения промывка скважин будет сокращаться

Рассмотрим экономическую эффективность от внедрения скребков на одной скважине, исходя из затрат внедренных[12].

Затраты на комплект штанг со скребками

$$\Pi_{\text{к.скр}} = \Pi_{\text{скр}} * \Pi \text{ тыс.руб} \quad (1)$$

Где $\Pi_{\text{к.скр}}$ - стоимость колонны штанг со скребками

$\Pi_{\text{скр}}$ - стоимость 1 скребка с наплавкой на штангу = 0.09 тыс.руб

Π - количество скребков в комплекте штанг (принимая 6 скребков на 1 штанге, в комплекте 113 штанг, длина колонны штанг со скребками 900 м от устья).

$\Pi = 113 * 6 = 678$ скребков необходимо на 1 скважину.

$$\Pi_{\text{к.скр}} = 0,9 * 678 = 24,408 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на проведение подземных ремонтов = 82,450 тыс.руб.

$$З_{\text{до внедр}} = 365 * З_{\text{прс}} / \text{МРП}_{\text{до внедр.}} \text{ тыс.руб} \quad (2)$$

Где $З_{\text{прс}}$ - затраты на проведение подземных ремонтов

$\text{МРП}_{\text{до внедр}}$ - межремонтный период работы оборудования до внедрения

$$З_{\text{до внедр}} = 365 * 82,450 / 260 = 115,705 \text{ тыс.руб.}$$

Межремонтный период после внедрения скребков составляет 650 суток. Затраты на проведение подземных ремонтов = 82,450 тыс.руб.

$$З_{\text{внедр}} = 365 * З_{\text{прс}} / \text{МРП}_{\text{внедр.}} \text{ тыс.руб.} \quad (3)$$

Где $З_{\text{внедр}}$ - затраты на проведение подземных ремонтов

$\text{МРП}_{\text{внедр}}$ - межремонтный период работы оборудования после внедрения.

$$З_{\text{внедр.}} = 365 * 82,450 / 650 = 46,298 \text{ тыс.руб.}$$

Разница затрат на подземные ремонты до внедрения скребков и после внедрения скребков.

$$P_{\text{прс}} = Z_{\text{до внедр.}} - Z_{\text{внедр.}}, \text{ тыс.руб.}, \quad (4)$$

Где $Z_{\text{до внедр.}}$ - затраты на проведение подземных ремонтов, до внедрения скребков.

$Z_{\text{внедр.}}$ - затраты на проведение подземных ремонтов, после внедрения скребков.

$$P_{\text{прс}} = 115,705 - 46,298 = 69,407 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на внедрение скребков

$$Z_{\text{скр}} = C_{\text{к.скр}} + Z_{\text{внедр.}} \text{ тыс.руб.} \quad (5)$$

$C_{\text{к.скр}}$ - стоимость колонны штанг со скребками, тыс.руб.

$Z_{\text{внедр.}}$ - затраты на подземные ремонты при внедрении скребков, тыс.руб.

$$Z_{\text{скр}} = 24,408 + 46,298 = 70,706 \text{ тыс.руб.}$$

Внедрение скребков позволяет увеличить коэффициент эксплуатации скважин в 1,04 раза, что ведет к увеличению межремонтного периода работы скважин на 37 суток, по сравнению с эксплуатацией без внедрения скребков-центраторов.

Расчет экономической эффективности ингибиторной защиты.

Эффективность применения ингибиторов определяется соотношением ущерба от коррозии оборудования в не ингибированных и ингибированных средах[13].

В стоимостном выражении ущерба от коррозии можно представить в виде суммы затрат, связанных с коррозией $C_{ЗК}$, и косвенных потерь от коррозии ПК:

$$Y = C_{ЗК} + П_{К} \quad (6)$$

Общую годовую потерю металлофонда определяют по формуле:

$$П_{\text{м}} = M_i (1/T_{\text{фи}} - 1/T_{\text{аи}}) \quad (7)$$

Прямые затраты

$$C_{3K}=C_{3K1}*n \quad (8)$$

$$C_{3K}=3500*50=175000 \text{ руб.}$$

C_{3K1} - затраты на ликвидацию одного порыва, рекультивацию земли, руб.

Затраты на ингибитор

$$З_{и}=Ц_{и}*К_{и}*У_{и}*p \quad (9)$$

$$З_{и}=16000*0,03*125000*1100=24750 \text{ руб.}$$

$Ц_{и}$ - цена одной тонны ингибитора, руб. $К_{и}$ - дозировка ингибитора, кг/м³

$У_{и}$ - годовой объем перекачки воды, м³

P - плотность воды, кг/м³

Заработная плата персонала дозирующих установок.

$$\Phi=\Phi ДУ*КД \quad (10)$$

$$\Phi =1200*3=3600 \text{ руб.}$$

Годовые затраты и издержки, связанные с применением ингибитора.

$$И=З_{и}+А_{д}+\Phi ДУ \quad (11)$$

$$И =24750+15000+1200=40950 \text{ руб.}$$

$З_{и}$ - затраты на ингибитор, руб.

Годовой ущерб от коррозии.

$$У1=C_{3K}+П_{К} \quad (12)$$

$$У_1=175000+0=175000 \text{ руб.}$$

Годовой ущерб от коррозии при применении ингибитора.

$$У_2=(C_{3K}+П_{К}=n_1/n+И \quad (13)$$

$$У_2=(175000+0)12/50+40950=82950 \text{ руб.}$$

n_1 - количество порывов 100км водовода при применении ингибитора, шт.

И-годовые затраты и издержки, связанные с применением ингибитора, руб.

Годовой экономический эффект,

$$\mathcal{E}= У_1 - У_2 \quad (14)$$

$$\Xi = 175000 - 82950 = 92050 \text{ руб}$$

Годовой экономический эффект от ингибиторной защиты составил по моим расчетам 92050руб.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Токсичность применяемых в производстве веществ и методы обеспечения безопасности

Практически каждое из вредных веществ, характерных для современных методов нефтегазодобычи, оказывают общее токсичное, раздражающее и канцерогенное воздействие на людей. Характерными вредными веществами, что встречаются в процессе разработки месторождения, являются приведены в таблице 5.1 вещества[4].

Таблица. 5.1 - Вредные вещества, встречающиеся при разработке месторождений нефти и газа.

Вещество	Класс опасности	Санитарно гигиенические концентрации мг/м ³			
		ПДК в нас пунктах	ПДК в раб зоне	начало действия	смертelnо опасные
1 Сероводород	2	0,002	10	230	1100
2 Серный ангидрид	2	0,1	1	250	1000
3 Двуокись азота	2	0,025	5	480	1200
4 Метан	4	200	300	180000	235000
5 Этан	4	200	300	96000	125000
6 Пропан	4	200	300	6500	8600
7 Бутан	4	200	300	4800	6200

Основные источники этих ядовитых веществ – разгерметизация оборудования, а также различного рода технологические операции, сопряженные с продувкой скважин, с их исследованиями, с ремонтными работами. То же справедливо и в отношении утечек из трубопроводов, емкостей и непосредственно скважин и т. п. Все это создает колоссальную опасность для людей и природы.

При попадании сырой нефти на кожу человека, она обезжиривает и иссушает ее, вследствие чего возникает зуд, шелушение, покраснение,

пигментация. Это может вылиться в развитие кожных заболеваний. Пары нефти могут привести к острым отравлениям человеческого организма.

Самыми опасными ядами стоит считать группу неуглеводородных, газообразных, что содержатся в нефти в относительно большом количестве. Речь о сероводороде, ангидриде, окиси углерода и азота.

Чтобы избежать попадания сырой нефти и попутной минерализованной воды на кожные покровы, операторы должны быть одеты в особую защитную одежду, а также носить рукавички и защитные сапоги.

Рекомендуемыми в целях исключения вероятности загрязнения почвы в процессе нефтедобычи мероприятиями являются следующие:

- герметизация систем сбора, сепарации, подготовки сырья и нефтепродуктов;
- автоматическое отключение скважин при прорыве выкидной линии;
- покрытие изоляцией магистралей, покрытие изнутри проводы высокого давления в ППД особым антикоррозийным покрытием.

5.2 Обеспечение пожарной безопасности

Пожароопасными жидкостями и газами в данном контексте стоит считать непосредственно сырую нефть, а также попутный газ. Предельные значения взрывоопасности представлены наглядно в табл. 5.2.

Таблица 5.2. - Взрывоопасные пределы горючих веществ.

Горючие вещества	Концентрационные пределы воспламенения %		Температурные пределы воспламенения гр С	
	Нижний	верхний	нижний	верхний
<i>Бензин</i>	1,1	5,4	-36	-7
<i>Керосин</i>	1,1	7	4	35
<i>Метан</i>	4,5	15,5		
<i>Сероводород</i>	4,3	44,5		

Тепловые источники возгорания могут быть следующими: открытое пламя, искра, в том числе электрическая, искры от ударов, молнии и т. п.

Особенную опасность представляют источники зажигания, которые возникают в результате нарушений рабочего режима. К таковым стоит отнести тепло, что выделяется в результате химических, механических и прочих процессов. На устьях скважин при проведении ремонта, когда могут образовываться концентрации взрывоопасных смесей газов и паров с воздухом, важно использовать средства и инструменты из металлов и прочих материалов, которые не являются источниками искрения во время ударов (медь, бронза, полимеры) [4].

Чтобы избежать взрывов и пожароопасных ситуаций, важно:

- устанавливать вытяжку (на основании СНиП П 33-75) в АГЗУ вида «Спутник»;
- осуществлять ремонтные работы исключительно искробезопасными инструментами;
- в процессе стравливания давления с пространства за трубами рекомендуется находиться персоналу за рамками обваловки скважины с наветренной стороны;
- на конкретных объектах, характеризующихся взрывоопасностью, размещать противопожарные средства (песок, лопаты, огнетушители и т. п.).

5.3 Обеспечение безопасности от поражения электрическим током при обслуживании УПЦЭН

В качестве заземлителя для электрооборудования установок ПЦЭН используется кондуктор или технологическая колонна скважины.

Стальной заземляющий проводник сечением не менее 48м^2 приваривается к кондуктору или технологической колонне не менее чем в двух местах, не менее чем 0,5м.

Если наземное оборудование установки установлено в будке, станция управления должна быть установлена таким образом, чтобы при открытых ее дверях обеспечивался свободный выход наружу. Оборудование должно быть ограждено, а пол рабочей площадки должен быть на уровне земли не менее чем на 0,2м.

Бронированный кабель, идущий к устью скважины, должен находиться не менее, чем в 0,4м от земли, проложенный по специальным опорам. Через каждые 50м должны быть установлены предупреждающие знаки. Прокладывать кабель со стороны мостков и в местах, предназначенных для установки трактора подъемника, запрещается.

При длительных перерывах в эксплуатации напряжение должно быть снято с установки ПЦЭН.

Долгосрочная политика Восточной нефтяной компании в области экологии направлена на рациональное использование сырьевой базы, последовательный переход на энергосберегающие и экологически чистые технологии, минимизацию воздействия производственной деятельности на природную среду, восстановление нарушенных сред.

Начата реализация долгосрочных программ по оздоровлению экологической обстановки в районах деятельности и на предприятиях Компании. В нефтедобыче идет масштабное апробирование современных технологий по рекультивации нефтезагрязненных и замазученных земель. Использование новейшей техники и технологий ликвидации последствий аварии позволит нефтяникам за три-четыре ближайших года вернуть северной природе накопившиеся долги: восстановить почву, очистить воду.

Серьезность подходов к природоохранной работе демонстрируют нефтепереработчики Компании. Ведется реконструкция и строительство крупных природоохранных объектов. Расширяются очистные сооружения, блокооборотное водоснабжение.

Компанией ведется целенаправленная политика по реконструкции и строительству новых автозаправочных комплексов, нефтебаз. Вводимые объекты отвечают мировому уровню, снабжены сложной системой механической очистки нефтепродуктов, имеют надежную экологическую защиту.

Вопросами охраны окружающей среды в НГДУ “Стрежевойнефть” придается большое значение. При разработке и эксплуатации X месторождения, в процессе технологических мероприятий, происходит выделение вредных веществ. К таким объектам относятся: циркуляционная система, блок приготовления буровых растворов, дожимные насосные станции, где происходит сепарация газа, факел, емкости горюче смазочных материалов, шламовые амбары и др.

К выделяемым вредным веществам относят: углеводороды, пыль (глина, барит), окислы азота, окись углерода. В качестве мероприятий по охране атмосферного воздуха на производстве приняты следующие меры:

- установка факелов для сжигания газа;
- нейтрализация или обезвреживание выхлопных газов;
- организованный сбор и максимальная утилизация попутного газа при освоении эксплуатационных скважин;
- применение герметичных и закрытых емкостей для хранения нефти и ГСМ;

применение технических средств и технологических процессов, предотвращающих возникновение нефтепроявлений и открытых фонтанов.

5.4 Основные источники загрязнения атмосферного воздуха и характеристика вредных веществ в воздухе зоны нефтепромысловых объектов

Загрязнение воздуха при бурении, добыче, подготовке и транспорте нефти поступают в виде организованных и неорганизованных выбросов в атмосферу.

Источниками организованных выбросов являются:

- резервуары, пруды-отстойники, нефтеловушки, шламонакопители (испарение нефти);
- негерметичность технологического оборудования;
- системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

При сборе, транспорте и подготовке нефти замечают огромное количество источников, неорганизованных выделения вредных веществ, к ним относятся:

- нефтяные скважины,
- установки замера продукции скважин,
- сепарационные установки,
- дожимные насосные установки,
- нефтеборные пункты,
- установки подготовки газа,
- компрессорные станции,
- промысловые газопроводы,
- установки предварительного сброса воды.

Вероятность в окружающую среду неорганизованных выбросов увеличивается в первые несколько лет эксплуатации конструкций из-за некачественного строительства, сварки и заводских дефектов оборудования, затем вероятность случайных выбросов несколько уменьшается и снова увеличивается с возрастом оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добычи нефти, относятся к 1-4 классу опасности.

Серный ангидрит (SO_2) оказывает общее токсическое действие, нарушает углеводный и белковый обмен. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК - $10 \text{ мг} / \text{м}^3$. Токсичность резко возрастает при воздействии сероводорода, оксида углерода, аммиака и оксидов азота. Действует «эффект суммирования» вредных веществ.

Оксид углерода относится к 4 классу опасности, поэтому ПДК в воздухе рабочей зоны составляет $20 \text{ мг} / \text{м}^3$, для населенных пунктов - $3,0 \text{ мг} / \text{м}^3$. Он выделяется в атмосферу при сжигании газа на факелах и в дымовых трубах котельных.

Оксид азота NO - газ бесцвета, быстро окисляется до NO_2 - диоксида азота. NO - яд, оказывает прямое влияние на центральную нервную систему. Он относится к классу опасности 2, ПДК рабочей зоны $5 \text{ мг} / \text{м}^3$, населенные пункты $0,085 \text{ мг} / \text{м}^3$. Выделяется при работе котельных и сжигании газа. Диоксид азота NO_2 является раздражителем для легких. Он относится к 2 классу опасности, ПДК населенных пунктов - $0,085 \text{ мг} / \text{м}^3$.

Углеводороды (легкая нефтяная фракция) вызывают острое и хроническое отравление в концентрации $0,005\text{-}0,010 \text{ мг} / \text{м}^3$. Относится к 4 классу опасности, ПДК по бензину - $5,0 \text{ мг} / \text{м}^3$. [14].

В больших количествах углеводороды выбрасываются в атмосферу при эксплуатации резервуаров. Все неорганизованные источники выбросов при сборе, транспортировке, подготовке и хранении нефти выделяют углеводороды в атмосферу.

Сажа имеет хорошей летучестью, долгое время остается в воздухе, образует устойчивое облако в местах выбросов (ПДК - $0,15 \text{ мг} / \text{м}^3$). Содержит канцерогенные 3, 4-бензипрен и другие полициклические ароматические углеводороды, соединения токсичных металлов

На территории месторождения находится котельная центрального товарного парка. Во время его работы окись углерода, оксиды азота и диоксид серы выбрасываются в атмосферу. Определение валовых выбросов и максимумов поверхностных концентраций этих ингредиентов проводилось инструментальным методом в Лаборатории охраны окружающей среды ТомскНИПИнефть.

Расчет рассеивания вредных выбросов в атмосферу на компьютере показал, что газовые котельные являются экологически чистыми объектами. Выбросы от котельных можно принять за ПДВ (максимально допустимые выбросы).

Нефтяные резервуары являются основными источниками выбросов углеводородов в атмосферу.

В таблице 5.3 приведен количественный состав легких фракций нефти, полученных путем хроматографического анализа.

Из таблицы следует, что при эксплуатации резервуаров в атмосферу выделяются легкие фракции нефти, в основном C_1-C_6 [4].

Таблица 5.3 - Количественная характеристика выбросов вредных веществ от котельной Центрального товарного парка.

	Наименование.	Количественная хар-ка.	
.	Высота дымовой трубы.	70	
.	Диаметр или сечение устья трубы, м.	0,43	
.	Параметры газовой смеси на выходе из трубы.		
	скорость м/с.	4,5	
	объем м ³ /с.	2,63	
	температура °С.	220	
	Вредные вещ-ва выбрасываемые в атмосферу:	Г/С	Т/Год

.			
	сернистый газ.	0,02	0,2
	окись углерода.	0,76	194,35
	окись азота.	0,28	65,78

5.5 Источники загрязнения водоемов и почв

В процессе бурения и эксплуатации скважин, сбора, подготовки и транспорта нефти основной загрязнитель почв и водоемов считаются : нефть, буровые растворы, химические реагенты, буровой шлам, сточные воды, механические примеси, органические соединения, поверхностно- активные вещества и минеральные соли.

При загрязнении водной среды нефтью характерен сложный состав, включающий широкий спектр углеводородных соединений, каждое из которых можно рассматривать как самостоятельный токсикант. Действие нефти выражается в образовании на поверхности воды , отложении тяжелых фракций на дно водоемов и появлении в воде запаха керосина. Вода образует стойкие эмульсии с маслом, которые сохраняются в течение длительного времени. Его полное разрушение происходит под влиянием биохимических процессов окисления, которые при низких температурах (характерных для региона) протекают крайне медленно.

Отходы бурения, помимо большого количества механических примесей, содержат значительное количество различных химикатов и присадок (масло, гипан, КМЦ-600, сульфанол, ГКЖ-10, ТПФН и др.).

Для многих компонентов бурового раствора ПДК не определены.

Буровые сточные воды скопившиеся в отстойниках, загрязнены дисперсной глиной, смазочными маслами, маслом, химикатами, шламами и минеральными солями.

Механические примеси в составе БСВ может достигать 1,1 г / л, рН колеблется от 7,8 до 10, содержание растворенных и эмульгированных нефтепродуктов достигает 250 мг / л, минерализация составляет 2,8 г. / л [15].

Поступающие пластовые воды в пресноводные горизонты высокоминерализованные вследствие межколлекторных потоков, а также на поверхность в случае утечки обсадных колонн, добываемых во время испытаний скважин на приток жидкости, являются опасными загрязнителями, которые вызывают засоление подземных и поверхностных вод и земли.

Степень минерализации добываемой воды колеблется от 0,2 до 390г / л.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе было показано, что наличие асфальтосмолопарафиновых отложений может привести к снижению дебита скважины, вызванное частичным или полным перекрытием НКТ данными веществами, а также к полному выводу из строя погружного оборудования.

Проведение заблаговременных мероприятий по предупреждению образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважине позволяет свести все вышеописанные риски к минимуму.

Среди разобранных методов по борьбе с АСПО уместно применить химический метод, в том числе и на месторождении.

Использование присадок комплексного действия по предупреждению образования АСПО, таких как СНПХ-7821 показали положительный результат на многих месторождениях, защитный эффект которого может составлять 65-70% в зависимости от дозировки реагента.

В качестве удаления уже образовавшихся парафиноотложений рекомендуется применение растворителя СНПХ-7р-14а, позволяющий увеличить МРП скважины в 2-3 раза.

Также были рассчитаны финансовые затраты на скребки с целью удаления АСПО на стенках скважины.

Рассмотрены опасные и производственные факторы, с которыми может столкнуться оператор добычи нефти и газа на кустовой площадке, а также описан комплекс мероприятий по их устранению.

Анализируя метод борьбы с коррозией в ППД, ингибиторная защита получила наиболее широкое применение активной защиты из-за простоты схемы, и нет необходимости строить катодные станции и источники тока.

На основании положительных результатов ОПИ ингибитор коррозии «ИПРОДЕН К-1 (марка А)» рекомендуется к промышленному применению на

объектах со схожими характеристиками попутно добываемой воды (таблица 6) для защиты от коррозии скважинного оборудования. Для метода постоянного дозирования посредством СУДР с рабочей дозировкой 30 г/м^3 , для метода периодического дозирования с периодичностью 1 раз в 7 дней (МБРХ) – 30 г/м^3 .

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Куцын П.В. Охрана труда в нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1987г.
2. Котик В.Г., Глазнов В.И., Зиневич А.М. Защита от коррозии протяженных металлических сооружений. М.: Недра, 1995г..
3. Борсуцкий З.Р., Ильясов С.Е, Южанинов П.М, Солдатова И.П. Магнитообработка флюидов в основе энергосберегающей технологии // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. 2002. №8. С. 96-100.
4. Проект разработки X нефтяного месторождения. 2016г.
5. Ахметов А.Ф, Герасимова Е.В, Нуриазданова В.Ф Лабораторная методика определения эффективности растворителей асфальтосмолистопарафиновых отложений//Башкирский химический журнал.2008. №2. С. 161-163
6. Зарипова Л.М. Разработка низкочастотного гидродинамического пульсатора для повышения эффективности очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений нефтепромысловых трубопроводов: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Уфа, 2005. – 22.
7. Бабалян Г.А. Борьба с отложениями парафина. – М.: Недра, 1965. – 347 с
8. Миннивалеев, А.Н. Совершенствование очистки насосно-компрессорных труб [Текст] / А.Н. Миннивалеев, Л.М. Зарипова // Материалы всероссийской 39-й научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов. - в 3 т. – Уфа: УГНТУ, 2012. – т.3. - С. 211- 215.
9. Турукалов М. Б. Критерии выбора эффективных углеводородных растворителей для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: дис. канд. хим. наук: 02.00.13 / Турукалов Михаил Богданович. Краснодар, 2007. - 156.
10. Полищук Ю.М, Яценко И.Г. Физико-химические свойства нефтей. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео»,2004. –109 с .

11. Полищук Ю.М, Ященко И.Г. Физико-химические свойства нефтей. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2004. – 109
12. Ибрагимов, Н.Г. Повышение эффективности добычи нефти на месторождениях Татарстана [Текст] / Н.Г. Ибрагимов. – М.: Недра, 2005. – 316 с.
13. Максимов В.П. Эксплуатация нефтяных месторождений в осложненных условиях. – М.: Недра, 1976. – 241 с.
14. Прозорова К.В. Вибрационный способ и интегрирующие присадки для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений / К.В. Прозорова, Ю.В. Лоскутова, Н.В. Юдина, С.В. Рикконен // Нефтегазовые технологии . -2000.- №5.- с.13-16.
15. Инструкции по эксплуатации очистных сооружений нефтебаз, наливных пунктов, перекачивающих станций и АЭС», утвержденной б. Главнефтеснабом РСФСР 17 октября 1975г.