

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ СПОСОБОВ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАЗАХСТАНА

УДК 622.276.72(574)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Букаев Эрик Эдуардович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

Планируемые результаты обучения

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Букаеву Эрику Эдуардовичу

Тема работы:

Анализ способов борьбы с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти на месторождениях Казахстана.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 59-122/с от 29.02.2020

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> - Влияние химического состава нефти на процесс образование парафиновых отложений - Механизм образования парафинов - Обзор существующих методов борьбы с парафиновыми отложениями - Методы и особенности борьбы с образованием парафиновых отложений в скважинах месторождения «Х» - Методы и особенности борьбы с образованием парафиновых отложений в линейных сооружениях месторождения «Х» - Обзор технологической системы разработки

	месторождения «Х» - Обоснование технологической эффективности скребкования азотом
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Особенности парафинизации промыслового оборудования в процессе добычи нефти»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Анализ применяемых технологий борьбы с парафинами в условиях месторождений Казахстана»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Перспективы применения технологического решения скребкования азотом в условиях месторождения Х»	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.э.н. Рыжакина Т.Г
«Социальная ответственность»	к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Особенности парафинизации промыслового оборудования в процессе добычи нефти
Анализ применяемых технологий борьбы с парафинами в условиях месторождений Казахстана
Перспективы применения технологического решения скребкования выкидных линий азотом в условиях месторождения Х
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	д.т.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Букаев Эрик Эдуардович		29.02.2020

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Уровень образования: высшее
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
23.03.2020	Особенности парафинизации промышленного оборудования в процессе добычи нефти	25
01.04.2020	Анализ применяемых технологий борьбы с парафинами в условиях месторождений Казахстана	25
15.04.2020	Перспективы применения технологического решения скребкования выкидных линий азотом в условиях месторождения X	30
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2020	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сергеев Виктор Леонидович	Д.Т.Н.		29.02.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ВДА – воздушно-дыхательный аппарат;

НГПЗ – нефтегазоперерабатывающий завод;

ВЛ – выкидная линия;

НСЛ – нефтесборная линия;

МЛ – магистральная линия;

ТГ – топливный газ;

ТГВД – топливный газ высокого давления;

КЛ – кольцевая линия;

КЗС – камера запуска скребка;

КПС – камера приема скребка;

ППУ – паро-производящая установка;

АСП – асфальтосмолопарафины;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПМА – полиметакрилаты;

ОП – отдел промысла;

АЦ-10 – марка автоцистерны;

АДПМ – аппарат для депарафинизации;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 84 страниц, в том числе 15 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 15 источников.

Ключевые слова: парафины, осложнения при добыче нефти, асфальто-смоло-парафиновые отложения, скребкование, технология закачки азота, система разработки месторождения.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и методы борьбы с ними.

Цель исследования – анализ методов и технологий борьбы с парафинами в скважинах и линейных сооружениях в условиях месторождения «Х» с более глубоким анализом борьбы с АСПО в выкидных линиях ввиду специфики образования и отложения парафинов в линейных сооружениях месторождения «Х».

В процессе исследования была подробно рассмотрена классификация парафинов, механизм образования и отложения, а также обзор существующих методов борьбы с ними. Проведен анализ технологий и сопутствующих им технических решений, применяющихся для борьбы с парафинами на месторождении «Х».

В результате исследования выявлен положительный эффект скребкования с использованием азота.

Область применения: система разработки “Б” месторождения «Х».

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации эксплуатационных скважин за счет внедрения новой технологии механической очистки выкидных линий.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОСОБЕННОСТИ ПАРАФИНИЗАЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	11
1.1 Влияние химического состава нефти на процесс образование парафиновых отложений.....	11
1.2 Механизм образования парафинов.....	12
1.3 Обзор существующих методов борьбы с парафиновыми отложениями.....	16
1.4 Анализ геологических и технологических показателей разработки нефтяного месторождения «Х» (Казахстан).....	20
2 АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЗАХСТАНА.....	25
2.1 Методы и особенности борьбы с образованием парафинов отложений в скважинах месторождения «Х».....	25
2.2 Методы и особенности борьбы с образованием парафиновых отложений в линейных сооружениях месторождения «Х».....	28
2.3 Обзор технологической системы разработки месторождения «Х»	36
2.4 Обоснование технологической эффективности скребкования азотом на примере одной из выкидных линий месторождения «Х».....	42
3 ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ СКРЕБКОВАНИЯ ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ АЗОТОМ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х.....	55

4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1	Текущее состояние разработки. Обоснование для расчетов.....	58
4.2	Затраты на расходные материалы при проведении скребкования азотом.....	59
4.3	Затраты на использование оборудования.....	60
4.4	Расчет зарплатного фонда.....	61
4.5	Расходы на введение технологии скребкования азотом.....	61
4.6	Общий расчет сметной стоимости. Сравнение рентабельности технологических решений.....	62
4.7	Расчет прибыли от реализации новой технологии.....	63
4.8	Расчет экономической эффективности внедряемой технологии...64	
5	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	67
5.2	Производственная безопасность. Опасные факторы и меры предосторожности при проведении скребкования азотом.....	69
5.3	Экологическая безопасность.....	78
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	80
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	82
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	83

ВВЕДЕНИЕ

В условиях современных реалий разработки нефтяных месторождений большое внимание уделяется борьбе с парафинами.

Основным методом борьбы с парафиноотложениями в скважинах на месторождении «Х» является технология промывки скважин горячей нефтью.

Горячая промывка состоит из двух основных циклов – разогрев оборудования и расплавление АСПО и затем АСПО путем промывки с определенным расходом горячей нефти, обеспечивающим скорость потока в колонне НКТ для выноса АСПО в коллектор.

Основным методом борьбы с парафиноотложениями в линейных сооружениях на месторождении «Х» является технология механической очистки скребкованием.

Актуальность данной работы: поиск наиболее грамотного технического решения по сокращению эксплуатационных расходов в процессе борьбы с парафинами в условиях месторождения «Х».

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения текущих методов борьбы с парафинами на нефтяном месторождении «Х» (Казахстан).

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Проанализировать особенности системы разработки месторождения «Х».
2. Рассмотреть текущие методы борьбы с парафинами в условиях месторождения «Х».
3. Оценить перспективы применения скребкования с применением азота.

1 ОСОБЕННОСТИ ПАРАФИНИЗАЦИИ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

1.1. Влияние химического состава нефти на процесс образование парафиновых отложений

Под термином — “парафиновые отложения” в нефтепромысловой практике понимают часть массы асфальтосмоло-парафиновых нефтей, которая выделяется из них под действием внешних факторов (снижения температуры, снижения давления, что в свою очередь вызывает дегазацию нефти) и сорбируется на поверхностях трубопроводов, оборудования, нефтенасыщенных пород. Для АСПО различных месторождений свойственно разнообразие составов. Они включают парафины, алфальтены, смолы, пиридины, кислород, азот, серу, продукты коррозии и механического износа деталей, мелкие частицы горных пород, небольшое количество воды.

Парафиновые компоненты нефти являются сложной смесью высокомолекулярных соединений. Их содержание в нефти колеблется от 2...5 до 20 %, в некоторых нефтях может достигать до 50 %. Парафино-асфальтеновые вещества разделяются на следующие группы: парафины, асфальтены, карбены и карбоиды. Деление этих веществ на группы основаны на их растворимости в различных растворителях. Большую часть асфальтосмолистых веществ представляют смолы — это вязкие твердые или твердые, но пластичные вещества.

Относительная плотность смол колеблется от 0,99 до 1,08. Молекулярная масса варьируется от 450 до 1500. При нагревании на воздухе до 100...150 °С смола вступает в реакцию окисления, переходя в асфальтены. В состав смол входят 3...12 % кислорода, серы, азота, 9...11 % водорода. Смолы молекулярно диспергированы в нефтях, могут объединяться в ассоциированные комплексы молекул, не образуя коллоидных структур. Присутствие в нефти значительного количества смол придает ей высокую вязкость. Содержание асфальтенов в нефти, как правило, значительно ниже

содержания смол и колеблется от 0 до 20 %. По внешнему виду они являются порошкообразными веществами бурого или черного цвета.

Молекулярная масса асфальтенов колеблется в диапазоне значений от 1500 до 10000, а относительная плотность их выше единицы. Асфальтены содержат серу 0...9%, кислород 1...9%, азот 0...1,5%. При нагревании и окислении асфальтены переходят в карбены и карбоиды, которые представляют собой еще более уплотненные и сложные модификации высокомолекулярных органических соединений.

Однако несмотря на сходство асфальтенов и смол есть между ними и определенные различия. Асфальтены образуют в маслах коллоидные системы и набухают в нефти, а смолы образуют истинные растворы и могут являться для асфальтенов дисперсионной средой. Таким образом, АСПО представляет собой смесь соединений различных классов, входящих в состав нефти различных месторождений в весьма широком интервале соотношений и имеющих некоторые существенные отличия. Поэтому при выборе методов борьбы с осложняющими факторами для конкретного месторождения необходимо детально анализировать состав и свойства нефти этого месторождения.

Необходимо отметить, что в нефтепромысловой практике и научно-технической литературе АСП-компоненты нефти часто называют просто парафинами, АСПО отложениями парафина, а нефть с высоким содержанием АСП-компонентов высокопарафинистой.

1.2 Механизм образования парафинов

Под механизмом «парафинизации» понимаются процессы, приводящие к накоплению твердой органической фазы на поверхности оборудования. При этом образование отложений может происходить как за счет сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц твердой фазы, так и за счет возникновения и роста кристаллов

непосредственно на поверхности оборудования. Вероятность закрепления частиц парафина на поверхности оборудования в условиях действующей скважины практически ничтожна - парафиновая частица может закрепиться на стенке оборудования, но при условии, что первоначально она застрянет на ней чисто механически. При транспортировании нефти по трубопроводу протекают следующие процессы. Нефть поступает в трубопровод и контактирует с охлажденной металлической поверхностью. При этом возникает градиент температур, направленный перпендикулярно охлажденной поверхности к центру потока. За счет турбулизации потока температура нефти в объеме снижается. При этом параллельно протекают два процесса:

- выделение кристаллов n-алканов на холодной поверхности;
- кристаллизация n-алканов в объеме нефти.

Практически важным является не само по себе явление выделения парафинов, а отложение их на поверхности труб и оборудования по направлению потока. Такие отложения формируются при соблюдении нескольких условий: наличия в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда; уменьшения температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы; наличия подложки с низкой температурой, на которой кристаллизуются углеводороды и с которой они при этом настолько прочно сцепляются, что возможность срыва отложений потоком при заданном технологическом режиме практически исключается.

Исследованиями последних лет достоверно установлено, что как таковой прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. Отсутствие такой связи объясняется, прежде всего, существенным различием состава твердых углеводородов — «парафина», а именно, различием в соотношениях ароматических, нафтеновых и метановых соединений в высокомолекулярной части углеводородов, которое при

стандартных методах исследования нефтей не определяется. Однако, доказано, что именно различия в составе твердых углеводородов в основном и определяют особенности формирования парафиновых отложений. Чем больше содержание углеводородов с разветвленными структурами – нафтеновых, ароматических и изоалкановых, тем менее прочными оказываются парафиновые отложения, поскольку такого типа соединения обладают повышенной способностью удерживать кристаллическими образованиями жидкую массу.

Углеводороды метанового ряда - особенно высокомолекулярные парафины, наоборот, легко выделяются из раствора с образованием плотных структур. Понятно, что рыхлые и полужидкие кристаллические отложения сравнительно легко могут быть удалены естественным потоком жидкости в процессе эксплуатации скважин, не вызывая никаких осложнений, и, наоборот, плотные и прочные отложения, сформированные в основном из н-алканов, создают серьезные осложнения, на ликвидацию которых затрачивается много средств и труда.

На интенсивность парафинообразования влияют следующие факторы:

- снижение давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивное газовыделение;
- уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных её компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объёмов фаз (нефть-вода).

В призабойной зоне пласта (ПЗП) перечисленные факторы меняются непрерывно от периферии к центральной области в скважине, а в самой скважине - от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными. Место выделения АСПО может находиться на

различной глубине и зависит от режима работы скважины. Также среди условий, способствующих образованию отложений, можно назвать снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти. Известно, что растворяющая способность нефти по отношению к парафинам снижается с понижением температуры и дегазацией нефти. При этом преобладает температурный фактор. Интенсивность теплоотдачи зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород на определённой глубине, а также теплопроводности. кольцевого пространства между подъёмными трубами и эксплуатационной колонной. Практика добычи нефти на промыслах показывает, что основными участками накопления АСПО являются скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно АСПО откладываются на внутренней поверхности подъёмных труб скважин. В выкидных линиях их образование усиливается в зимнее время, когда температура воздуха становится значительно ниже температуры газонефтяного потока.

Таблица 1 - Зависимость температуры плавления АСПО в зависимости от глубины в условиях месторождения X

Компоненты и температура плавления АСПО нефти	Содержание (% вес.), в пробах, отобранных в НКТ на глубине:				
	10м	200м	300м	400м	500м
Парафин	10.9	8.7	7.5	7.3	6.6
Смола	16.6	14,5	12.0	10.6	10.0
Асфальтены	51.5	52	52.5	55,2	58.5
Масла и мех. примеси	20.0	20,8	26.0	28.2	29,6
Температура плавления, °С	82,1	83,8	83,85	85.3	85,8

В целом образование АСПО приводит:

-к снижению притока нефти, уменьшению межремонтного периода работы скважин (МРП), эффективности работы насосных установок, а также пропускной способности нефтепроводов;

-к ухудшению фильтрационных характеристик ПЗП, снижению притока нефти к забою за счет резкого повышения гидравлический сопротивлений при добыче нефти и, соответственно, к уменьшению МРП;

-к снижению эффективности работы насосных установок, систем хранения нефти и пропускной способности нефтепроводов;

-к запечатыванию АСПО остаточной нефти в пластах, прилегающих к ПЗ.

1.3 Обзор существующих методов борьбы с парафиновыми отложениями.

В практике добычи и транспортировки нефти широко применяются различные методы предотвращения образования АСПО, а также удаления образовавшихся отложений с поверхностей нефтяного оборудования и призабойной зоны пласта — механические, химико-механические, термические, физические, химические, физико-химические и их различные комбинации. При выборе метода предупреждения или профилактического удаления отложений АСП следует учитывать, что эффективность метода зависит от способа добычи, а также от состава и свойств добываемой продукции. Следует отметить и то, что при выборе способа обработки скважины необходимо учитывать такие основные параметры, как: интервал возможного парафинообразования и интенсивность отложений на стенках оборудования.

Механические методы

Механические методы применяют в основном для периодического удаления АСПО компонентов с поверхностей нефтяного оборудования, лифтов, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. Для этого применяют скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства. Технология депарафинизации скважин методом фрезерования имеет свои преимущества и недостатки:

Преимущества:

-надёжное удаление АСПО с внутренней полости НКТ, с применением фрезерующих элементов расположенных на ломе утяжелителе;

- наличие фрез различных диаметров позволяет провести удаление АСПО при наличии проходного сечения в НКТ от 30мм;

Недостатки:

- При прохождении наклонных участков в колонне НКТ сила трения компоновки Лом-Утяжелитель+Фреза будет увеличиваться пропорционально увеличению зенитного угла;

- Двигаясь по НКТ в значительных зенитных углах при постоянном тесном контакте Фрезы с НКТ высокая вероятность, что Фреза не вращается, тем самым усложняя прохождение данных участков, обозначая их как затыжки при спуске;

-Выбор веса лома-утяжелителя должен проводиться с учётом дебита скважины, количеству газа и значений по зенитному углу;

Термические методы

Термические методы применяются как для удаления, так и для предотвращения образований АСПО. Предотвращение образований АСПО проводится путём поддержания температуры нефти выше температуры плавления парафина с помощью электронагревателей (греющий кабель, электроподогрев), горение термита в призабойной зоне пласта и т.д. Но наиболее распространённым способом борьбы с АСПО является промывка скважин горячей нефтью. При использовании тепловых методов минимизировано участие человека, а управление посредством модема обеспечивает работу даже в самых отдаленных участках месторождения. Станция управления сама подстраивается под изменяющуюся среду нефтеносной жидкости, может работать в паре с любым электрическим оборудованием и на любых типах скважин. Данный способ имеет главный недостаток — большие тепловые потери.

Химические методы

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так

как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть-поверхность металла трубы, нефть-дисперсная фаза. В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия. В табл. 1 приведена современная классификация химических реагентов, предотвращающих отложения асфальто-смоло-парафиновых веществ.

Таблица 2 – Химические реагенты предотвращающие образование парафина

Группа ингибитора	Основной компонент	Основной принцип действия
Смачиватели	Полиакриамид Кислые органические фосфаты Силикаты щелочных металлов Водные растворы синтетических полимерных ПАВ	адсорбируются на поверхности и образуют гидрофильную пленку, препятствующую адгезии гидрофобных кристаллов парафина к внутренней поверхности труб
Диспергаторы	Соли металлов Силикатно-сульфенольные растворы Сульфатированный щелочной лигнин	воздействуют на процесс кристаллизации твердых компонентов нефти на макромолекулярном уровне с образованием адсорбционного слоя из молекул реагента на мелких зародышевых кристаллах углеводородов, препятствуя их слипанию
Модификаторы	Атактический полипропилен (Mm=2000-3000) Низкомолекулярный полиизобутилен (Mm=2000-3000) Сополимеры этилена и сложных эфиров Тройной сополимер этилена	изменяют форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате этого снижается склонность кристаллов к взаимному объединению или присоединению к стенкам

	с винилацетатом и винилпироллидоном	трубы.
Депрессоры	Сополимеры этилена с винилацетатом (ВЭС) Полиметакрилаты (ПМА «Д») Парафлуо Алкилфенолы	А) адсорбируются на кристаллах парафина, что затрудняет способность последних к агрегации и накоплению. Б) молекулы депрессора в углеводородной среде сцепляются своими полярными концами, образуя мицеллы.
Реагенты комплексного действия	Реагенты марки СНПХ, композиции присадок	Комплексное действие

Ингибирующие свойства проявляет весьма широкий набор соединений различной химической природы. Однако при всем их разнообразии можно выделить три общих признака. Во-первых, все они, даже присадки неполимерного типа, обладают довольно значительной молекулярной массой (в диапазоне 500-10000), которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых n-алканов нефтепродуктов и нефтей, обуславливающих их низкотемпературные свойства. Во-вторых, макромолекула присадок, как правило, представляет собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. В-третьих, все вещества, даже неполимерного типа, полидисперсны по молекулярной массе и по составу. Иными словами, присадка не является индивидуальным веществом, а представляет собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы.

1.4 Анализ геологических и технологических показателей разработки нефтяного месторождения «Х» (Казахстан)

Промышленная нефтеносность месторождения «Х» была установлена скважиной Т-1, в которой в 1981 году при кратковременном опробовании интервала 4054-4095м был получен приток нефти дебитом свыше 100м³/сут. В опытно – промышленной разработке месторождение находится с апреля 1991года.

«X» месторождение представляет собой карбонатную платформу, состоящую из карбонатных массивов ранне-среднекаменноугольного возраста, расположенных на общем девонском карбонатном основании.

В стратиграфическом плане вскрытый разрез осадочной толщи представлен отложениями от верхнедевонских до четвертичных образований.

В тектоническом плане «X» месторождение расположено в южной части Прикаспийской геологической провинции и приурочено к Тенгиз–Кашаганской сейсмогеологической области.

Тенгизская карбонатная постройка, к которой приурочена залежь нефти, имеет трапецевидную форму: плоскую кровлю и крутые крылья. Её размеры 22x23км по изогипсе минус 5000м, этаж нефтеносности достигает 1400м. Область распространения карбонатного резервуара ограничивается глубоководными глинистыми (глинисто–карбонатными) отложениями бассейна, не являющимися коллекторами и играющими роль надёжного латерального флюидоупора.

Роль покрышки для залежи нефти выполняет толща пород нижнепермского возраста, включающая глинисто–карбонатные отложения артинско–московского возраста и сульфатно–галогенные породы кунгурского яруса толщиной 465-1655м.

Таблица 3 – Состав нефти и АСПО месторождения X

Объект анализа	Состав нефти, % вес.			Состав органической части, % вес.			
	Орган. Вещества	Мин. Вещества	Вода	Масла	Смолы	Асфальтены	Карбены и карбоиды
нефть	63,6	8,3	28,1	80,4	13,6	3,1	1,9
АСПО	59,9	16,7	23,4	72	17,3	6,3	3,8

Как мы можем видеть из таблицы, нефть месторождения X содержит достаточное количество АСПО, что при несоблюдении оптимального технологического режима добычи и отсутствии действенных методов борьбы

с АСПО может привести к осложнениям и при запущенных случаях к авариям.

Коллектор был разделен на три стратиграфические единицы: объекты I, II, III. Это было обусловлено следующими факторами:

- чрезвычайно большой эффективной мощностью;
- наличием туфов и карбонатно-глинистых вулканических отложений толщиной 40-50м, изолирующих башкирско-серпуховско-окскую часть коллектора в пределах платформы от нижневизейско-турнейской;
- резко различными свойствами в различных интервалах коллектора;
- различиями в проницаемости и пористости коллекторов в разных объектах.

Объект I: включает отложения башкирско–серпуховско-окского возраста и, как бы, облекает на склонах карбонатного массива нижневизейско–турнейский комплекс пород, выделенных в объект II. Объект III составляют девонские отложения.

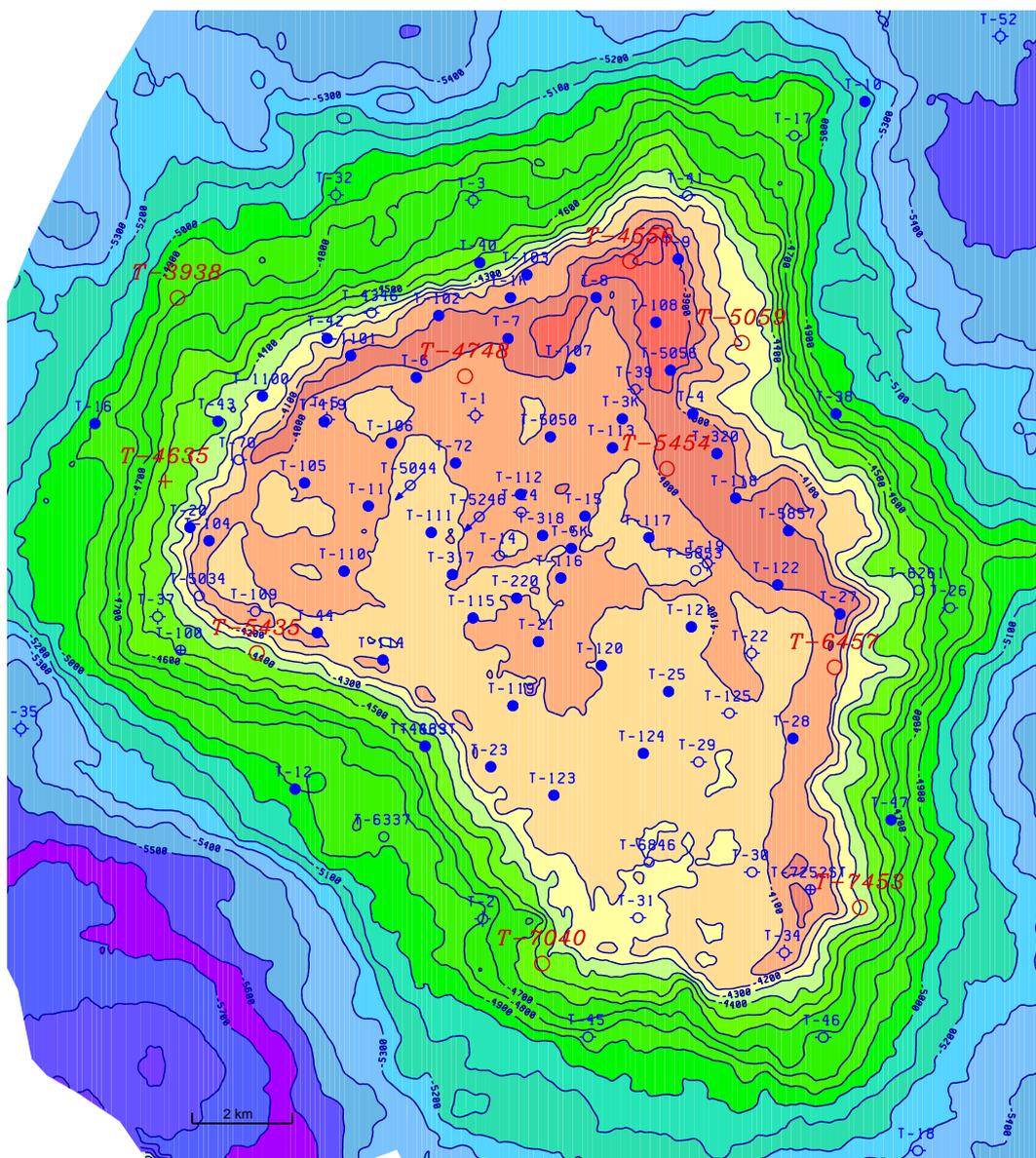


Рисунок 1 – Структурная карта месторождения X

Продуктивность I объекта в различных структурно–фациальных зонах месторождения подтверждена получением промышленных притоков из башкирских и серпуховских отложений – в 53 скважинах, из окских – в 34 скважинах.

Распределение скважин по объектам эксплуатации выглядит следующим образом: на I эксплуатационный объект работает 47 скважин, совместно I + II объекты эксплуатируют 6 скважин и на III объект – одна скважина T-10.

В целом по месторождению на 01.01.2020 г. эксплуатационный фонд скважин составляет 120 скважин. В действующем фонде находится 105 скважин, из них дающих продукцию 96 скважин, во временном простое – 9 скважин. В бездействующем фонде числится 5 скважин. В ликвидированном фонде находится 10 скважин.

За 2020 г. добыча составила 12350,2 тыс. т., при среднем дебите скважин 743,1 т/сут. Средний дебит новых скважин по нефти равен 730 т/сут.

Накопленная добыча нефти по месторождению в целом равна 62847 тыс.т., что составляет 31% от геологических запасов.

Начальное пластовое давление при градиенте вертикального давления 0,0183 МПа/м на глубине минус 4500 м составляет 82,35 МПа.

Пластовая температура на глубине минус 4500 м принята равной 109,4°С по результатам обработки зависимости «глубина – температура». Величина геотермического градиента, полученная в результате термометрических исследований, осуществляемых совместно с замерами начального пластового давления, составила 1,86°С/100м.

Исходя из аномально высоких пластовых давлений и высоких температур, наличия низкопоровых коллекторов в подошвенной части резервуара, а также учитывая очень слабые притоки пластовой воды из нижней части разреза, разработку месторождения предполагается осуществлять на упруго-замкнутом режиме.

Начиная с 1995 года, происходило ежегодное наращивание годовых отборов нефти, как за счет увеличения фонда скважин, так и за счет разработки сети выходов на мировые рынки сбыта сырой нефти.

В условиях упруго-замкнутого режима наблюдается зависимость степени снижения пластового давления от увеличения дебитов скважин. Так, по скважинам, где наблюдается увеличение дебита нефти после проведенных мероприятий- СКО, КГРП или дострелов и углубления, отмечается изменение темпа падения давления в сторону увеличения.

Отмечается, что после остановки некоторых скважин давление постепенно восстанавливается. Это иллюстрируется на примере скважины №72, по которой пластовое давление восстановилось с 65,5 МПа в ноябре 1999 года до 66,4 МПа в мае 2000 года после остановки скважины с декабря 1999 по апрель 2000 г. По скважине №106 также отмечается повышение пластового давления после остановки скважины. Так, в сентябре-ноябре 1996 года скважина была остановлена и пластовое давление с 70,7 МПа (январь 1996 г.) выросло до 74,9 МПа (ноябрь 1996 г.). В условиях упруго-замкнутого режима восстановление пластового давления после остановки, есть следствие перераспределения давления в залежи.

На сегодняшний день давление на устье действующих скважин изменяется от 93 бар до 424 бар, а температура от 52 °С до 108 °С при изменении дебита от 118 до 2055 т/сутки.

2. АНАЛИЗ ПРИМЕНЯЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЗАХСТАНА

2.1 Методы и особенности борьбы с образованием парафиновых отложений в скважинах месторождения «Х»

Для борьбы с парафиноотложениями в скважинах на месторождении «Х» широко применяется технология промывки скважин горячей нефтью.

Горячая промывка состоит из двух основных циклов – разогрев оборудования и расплавление АСПО и затем АСПО путем промывки с определенным расходом горячей нефти, обеспечивающим скорость потока в колонне НКТ для выноса АСПО в коллектор.

Промывка горячей нефтью производится по плану – работ утверждённом начальником ОП, технологом ОП при работающем глубинно - насосном оборудовании.

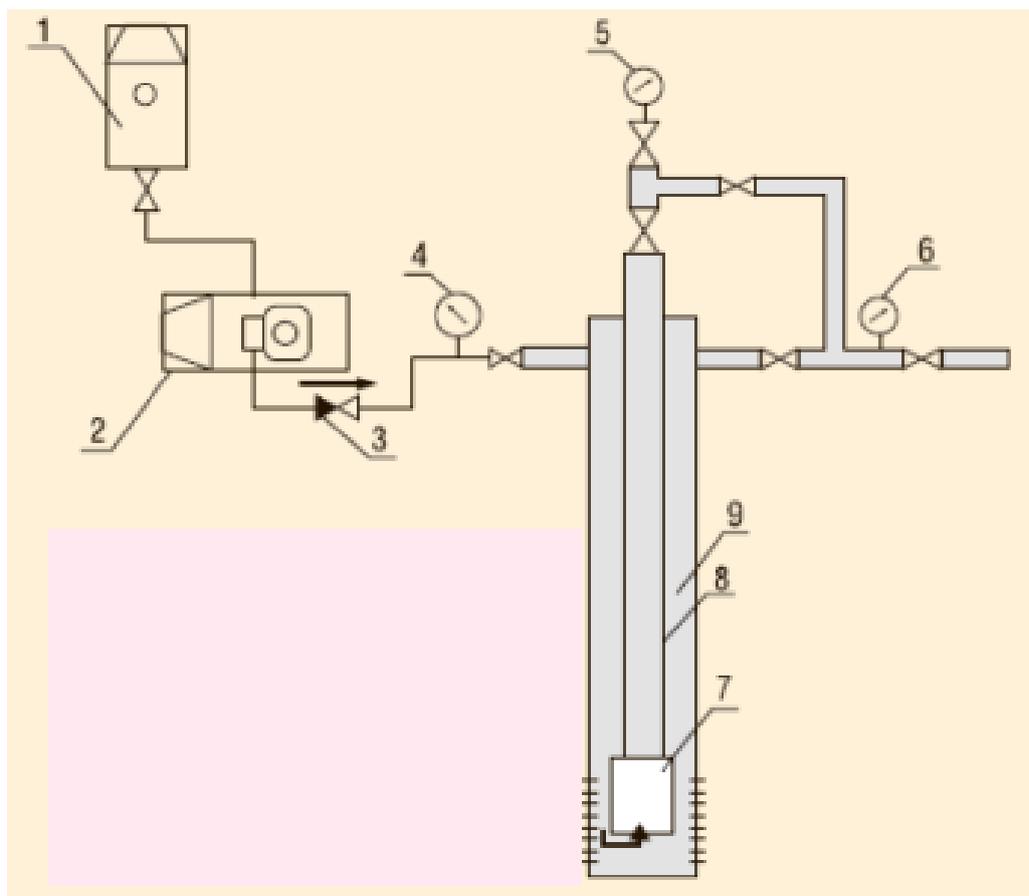


Рисунок 2 – Технологическая обвязка при горячей промывке

1. АЦ-10
2. АДПМ
3. Обратный клапан
- 4,5,6 Манометры
7. Скважинный фильтр
8. НКТ
9. Затрубное пространство

Горячая промывка скважины производится по непрерывному циклу, т.е. расчетный объем горячей нефти закачивается с небольшим перерывом. Кратковременные остановки происходят только при переключении с одного бойлера на другой.

Обслуживающая техника:

АДПМ - 1 шт.

АЦ –10 - 2-3 шт.

ППУ (в зимнее время) - 1 шт.

Технология проведения горячей обработки:

1. Определяется режим проведения горячей промывки, который записывается в план работ.

2. Оператор ДНГ подготавливает скважину к обработке, разряжает затрубное давление до атмосферного.

3. Машинист АДПМ – оператор перед началом работ обязан:

- получить под роспись наряд-допуск на выполнение работ на скважине;

- проверить наличие и исправность инструментов и приборов;

- проверить и привести в порядок спецодежду и другие средства индивидуальной защиты.

4. Производится обвязка затрубного пространства скважины с агрегатом АДПМ, который устанавливается не ближе 25 метров от устья скважины.

5. Производится опрессовка нагнетательной линии с на полуторакратное давление от ожидаемого рабочего давления. Течи и утечки не допускаются.

6. Производится подача нефти в скважину от АДПМ под контролем оператора.

7. Основной этап проведения горячей обработки:

- После установления циркуляции, машинист АДПМ запускает котел и начинает подогрев нефти до значений, указанных в плане работ с последующей закачкой в скважину.

- По мере разогрева АСПО в скважине произойдет рост давления и начало его падения, который должен зафиксировать оператор. При этом давление на устье не должно превышать допустимого давления опрессовки эксплуатационной колонны.

- После фиксирования падения давления на устье, прокачка нефти должна происходить на более высокой (4-й) скорости. При этом контролируется падение давления и снижения температуры на агрегате, что свидетельствует о том, что АСПО превратилось в сплошную массу в полости НКТ и происходит стекание этой массы к насосу.

- Прокачка горячей нефти на данном этапе должна быть проведена так, чтобы обеспечить полный вынос расплавленного АСПО из скважины. Давление за это время должно стабилизироваться и незначительно превышать устьевое давление.

- По окончании закачки запланированных объемов нефти оператор даёт команду об окончании обработки, после чего останавливается работа агрегата.

По окончании обработки производятся следующие заключительные работы:

- Отсекается нагнетательная линия затрубной задвижкой и стравливается давление через АДПМ в бойлер.

- Машинист АДПМ отсоединяет нагнетательную линию со сливом остатков нефти в дренажную ёмкость. Отсоединяет всасывающую линию от бойлера.

- После этого производится уборка замазученности на территории вокруг обрабатываемой скважины.

- Оператор ДН обязан проконтролировать работу насоса после горячей обработки путём динамометрирования для подтверждения эффекта от промывки.

- На заключительном этапе, после проведения всех технологических операций производится подписание акта о выполненных работах установленного образца с последующей его передачей в тех. службу ОП.

2.2 Методы и особенности борьбы с образованием парафиновых отложений в линейных сооружениях месторождения «Х»

Основным методом борьбы с образованием парафиновых отложений на месторождении «Х» является механическая очистка – скребкование.

Все трубопроводы месторождения «Х», в начале и в конце имеют камеры для скребков (рисунок 4). Например, выкидная линия, которая начинается на скважине и заканчивается на ГЗУ, со стороны скважины в самом начале имеет камеру для скребков и в самом конце, со стороны ГЗУ, также имеет камеру. Данные конструкции предназначены для запуска и приема скребков.

Скребки – это специальный инструмент (снаряд), который проходит внутри трубопровода по всей длине, для выполнения разных задач. Скребки бывают разных модификаций, но по основным задачам: очистные, калибровочные, геометрические, щеточные и дефектоскопы.

Очистные и щеточные скребки используются для очистки внутренней полости трубопровода.

Калибровочные скребки используются для проверки внутренней полости трубопровода на наличие препятствий.

Дефектоскопы (или умные скребки) – это специальные скребки, которые являются приборами для проведения инспекции трубопроводов.

Для проведения работ со скребком, или так называемые работы по скребкованию, нам необходимо, как мы уже отметили, чтобы трубопроводы оборудовались камерами для приема и запуска скребков. Камеры приема скребков представляют собой сооружения цилиндрической формы, которые всегда отделены от основного трубопровода, по которому течет нефть, закрытыми задвижками. Перед запуском скребка скребок помещают камеру, открыв специальную дверь. Потом дверь герметично закрывается, и камера скребка сообщается с основным трубопроводом путем открытия задвижек. Затем, открывая задвижку, которая подает поток сзади скребка, скребок заталкивается давлением в линию. Как работает этот процесс:

- Скребок помещается в камеру.
- После помещения скребка в камеру дверь камеры герметично закрывается
- В камеру подается давление путем нагнетания топливного газа
- Открывается полнопроходная задвижка
- Затем открывается байпасная задвижка
- Таким образом, поток идет как через запорную задвижку, так и через байпасную линию.
- Затем начинают закрывать запорную задвижку, что увеличивает поток через байпасную линию.
- Поток, проходящий через байпасную задвижку «заталкивает» скребок в линию давлением потока. Скребок проходит через полнопроходной клапан и уходит по потоку продукции по трубопроводу на ГЗУ, где расположена камера приема.

Очистные скребки используются для того, чтобы очистить внутреннюю полость трубопровода от отложений.



Рисунок 3 - Очистной скребок

Калибровочные скребки запускаются для определения готовности трубопровода к запуску дефектоскопа. Он состоит из резиновых пластин (манжет) и металлической пластины. Так как дефектоскоп является довольно-таки дорогим и сложным оборудованием, перед тем, как запустить дефектоскоп, сначала запускают калибровочный. Если в трубопроводе есть какая-то преграда, не полностью открытая задвижка или иное препятствие на пути скребка, калибровочный скребок выходит с поврежденной пластиной. На основе состояния пластины, принимается решение, запускать дефектоскоп или трубопровод не готов и может повредить дефектоскоп.

Таким образом, выкидные линии, нефтесборные линии, кольцевые линии и магистральные линии оснащаются камерами приема и запуска скребков. Дефектоскопия проводится на регулярной основе. Каждый год определенное количество трубопроводов должны пройти дефектоскопию, после чего на основе данных, которые записывает дефектоскоп, создается инспекционный отчет. По отчету проводятся необходимые ремонтные работ на трубопроводе.

Мы уже отмечали, что система сбора имеет очень много элементов, каждая система сбора порою уникальна по свойствам месторождения. Но, как бы то ни было, любая система сбора состоит из большого количества трубопроводов разного диаметра и длины. По трубопроводам проходят разные фазы под разными давлениями и при разных условиях. Поэтому целостность трубопроводов является очень важным фактором. Говоря простым языком, трубопровод не должен разрушаться, проливая содержимое и делая выбросы в атмосферу. Поэтому регулярное наблюдение за состоянием трубопровода и инспекция состояния стенок являются одними из самых критических работ.

Для проведения инспекции и ремонта трубопроводов существует процесс внутритрубной дефектоскопии. Рассмотрим, как построен процесс.

Как мы уже говорили, что в самом начале трубопровода трубопровод оборудуется камерой запуска скребка. Там, где заканчивается трубопровод, располагается камера приема скребка. Еще раз обратимся к конструкции камеры (рисунок 4)

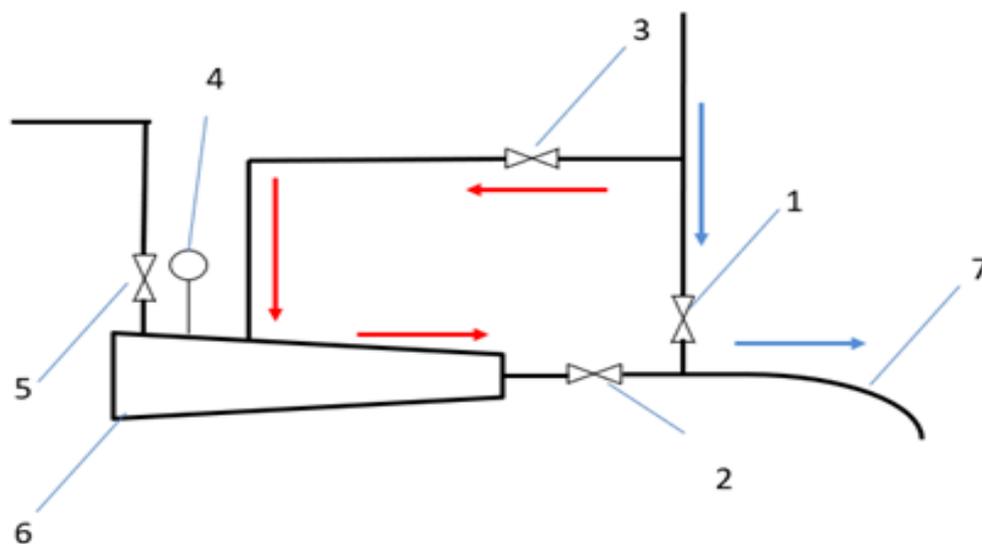


Рисунок 4 - Камера запуска-приема скребка

1. Запорный клапан
2. Полнопроходной клапан

3. Байпасный клапан
4. Манометр
5. Клапан на линии топливного газа
6. Камера для скребка

Камеры приема и запуска скребка на разных месторождениях могут иметь разные конструкции, есть к тому же месторождения, где камеры устанавливают на трубопровод только перед проведением работ по запуску скребков. Но нам важно знать основной принцип. Камера запуска или приема скребков состоит из самой камеры, задвижек (клапанов), которые отсекают камеру от основного процесса, манометра для наблюдения за давлением в камере, дверей камеры. К камере может быть подведена система газа. Также камера может быть оснащена дренажной линией, чтобы сливать из нее давление и жидкость. На рисунке 5 показаны синими стрелками направления потока в нормальном режиме, красными – при запуске скребка. Камеры располагаются в начале и в конце трубопровода (Рис 5).

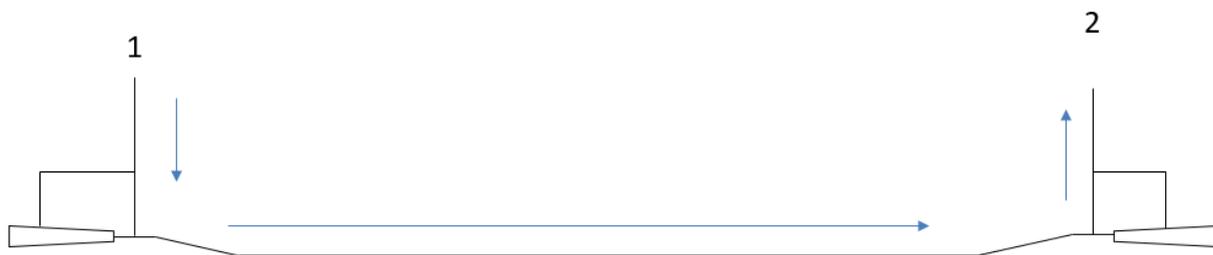


Рисунок 5 - Маршрут прохождения скребка по трубопроводу

1. Продукция, входящая в трубопровод (со скважин, с ГЗУ и т.д)
2. Продукция на выходе из трубопровода (например, когда продукция приходит со скважин на ГЗУ)

Процесс скребкования начинается с проверки исправного состояния камер запуска и приема.

Затем в камеру помещают калибровочный скребок (рисунок 6). Затем камеру сообщают с потоком, открыв полнопроходной клапан. Затем поток

направляют по байпасной линии. Когда оператор начинает закрывать полупроходной клапан, скребок уходит в линию. На другом конце трубопровода оператор открывает полнопроходной клапан на камере приема, байпасный клапан и ожидает, когда скребок придет и зайдет в камеру. После прихода скребка камера приема отсекается, и после сброса давления и очистки камера скребок извлекается. После извлечения скребка анализируется состояние скребка и принимается решение о том, можно ли запускать дефектоскоп (умный скребок). После удачного проведения калибровочного скребка проводится запуск инспекционного дефектоскопа (рисунок 7). Запуск инспекционного скребка требует обеспечения дополнительных условий. Дело в том, что, если калибровочный скребок состоит из резиновых пластин и металлической пластины, то дефектоскоп является сложным прибором с электромагнитными приборами и датчиками для считывания информации со стенок трубы.



Рисунок 6 - Калибровочный скребок



Рисунок 7 - Дефектоскоп

Для того, чтобы дефектоскоп записал все данные по трубопроводу, необходимо обеспечить определенную температуру и скоростной режим. Поэтому инженер-технолог выдает рекомендации по регулировке расхода в трубе, то есть добавить потока или уменьшить поток, протекающий по этой трубе, чтобы обеспечить необходимые условия для дефектоскопа.

Справка: существует определенная производственная терминология относительно скребков. Дело в том, что дефектоскоп на английском называют «smart pig». Поэтому на русском языке часто его называют «умный скребок».

Работы по внутритрубной инспекции часто называют «скребкованием».

Дефектоскоп запускается по тому же принципу, что и калибровочный. Он должен по потоку пройти от камеры запуска скребка до камеры приема. После извлечения умного скребка (дефектоскопа) данные сгружаются в компьютер для обработки. По полученным данным создается инспекционный отчет, где содержится очень важная информация о том, в каком состоянии находится трубопровод:

Сколько участков подверглось сильной коррозионному разрушению

До какой даты можно эксплуатировать данный трубопровод, и когда необходимо остановить трубопровод

Точное расположение каждого ремонтного участка

Для выполнения работ по скребкованию необходимы операторы для запуска скребка, а также операторы, которые будут на приеме. Оперативный персонал должен быть снабжен ручными инструментами, средствами защиты органов дыхания. Для помещения скребка в камеру необходим толкатель, который представляет собой инструмент, похожий кусок трубы, которым оператор просто заталкивает скребок в камеру. Для извлечения скребка необходим извлекатель, который имеет на конце крючок, для извлечения скребка.

При снижении пропускной способности нефтепровода на 2 % и более, в промежутках между периодическими очистками, необходимо проводить внеочередные очистки. Очистка считается завершенной, при соблюдении условий:

- все очистные устройства прошли нефтепровод и приняты в камеру приема;
- последнее очистное устройство приходит в камеру приема без механических повреждений корпуса, ведущих и чистящих дисков.

Участок считается неочищенным, если последний скребок, который был пропущен в соответствии с технологической схемой очистки участка, принес в приемную камеру более 5 л взвешенных и 0.5 л твердых асфальтенопарафинистых отложений, а также металлические предметы. После чего производится дополнительная очистка нефтепровода, пропускают повторно очистное устройство для получения требуемого результата очистки.

2.3 Обзор технологической системы разработки месторождения «Х»

Месторождение представлено массивной залежью, состоящей из карбонатного коллектора, расположенного на глубине 5000 метров. Площадь месторождения на поверхности земли представляет собой участок 20 на 20 км. На месторождении около 110-120 работающих добывающих скважин. На месторождении действуют две системы сбора. Система сбора подает продукцию с нефтепромысла на завод по переработке нефти и газа Нефтегазоперерабатывающий завод (НГПЗ). На месторождении действует фонтанный способ добычи. Скважины оснащены фонтанными елками.

Рассмотрим первую систему сбора. Для удобства и сокращения будем именовать одну систему сбора «А», другую – «Б». Сначала сделаем краткий обзор каждой системы, а потом более подробно разберем ключевые моменты и принцип работы.

Система сбора «А» устроена следующим образом (Рисунок 8)

Продукция 8-10 скважин через фонтанную елку попадает в трубопровод, который ведет на групповую замерную установку. Трубопровод, по которому продукция направляется с устья скважин до групповой замерной установки (ГЗУ), называют обычно **выкидной линией** (ВЛ). Диаметр в зависимости от производительности скважин 6 или 8 дюймов. На ГЗУ продукция объединяется в трубопровод большого диаметра, который принято называть **производственным коллектором**. Далее из производственного коллектора продукция поступает в два трубопровода большого диаметра, по которым она направляется на центральный манифольд. Трубопроводы большого диаметра, по которым продукция из ГЗУ направляется на центральный манифольд, называются **нефтесборными линиями** (НСЛ). Диаметр 12 дюймов. Центральный манифольд (ЦМ) представляет собой коллекторы, как на ГЗУ, но гораздо больше. Если на ГЗУ был один производственный коллектор, то здесь на ЦМ их четыре. На

месторождении десять ГЗУ. Из каждой ГЗУ по две НСЛ тянутся на центральный манифольд. Там продукция объединяется в четыре больших коллектора. То есть каждая нефтесборная линия имеет трубопроводную обвязку (т.е. подключения и ответвления) на все четыре коллектора ЦМ. Таким образом, это создает гибкость системы, которая будет позволять направлять поток с каждой из ГЗУ на разные коллекторы ЦМ при необходимости. То есть в случае производственной необходимости можем сделать так, чтобы на один коллектор работала только одна ГЗУ или две и т.д. Мы можем также перекрыть подачу продукции из всех ГЗУ на один из коллекторов, тогда на этот коллектор не будет поступать продукция. Из каждого коллектора центрального манифольда выходят трубопроводы, по которым продукция направляется на завод по подготовке нефти и газа. Трубопроводы, по которым продукция движется на завод, называются магистральными линиями (МЛ). Диаметр МЛ 12 и 18 дюймов.

Итак, сделав краткий обзор системы сбора «А», подведем итоги.

Продукция из устья скважин по выкидным линиям поступает на групповые замерные установки. Объединившись на групповых замерных установках, продукция дальше движется по нефтесборным линиям на центральный манифольд. Из центрального манифольда продукция по магистральным линиям направляется на завод по подготовке нефти и газа.

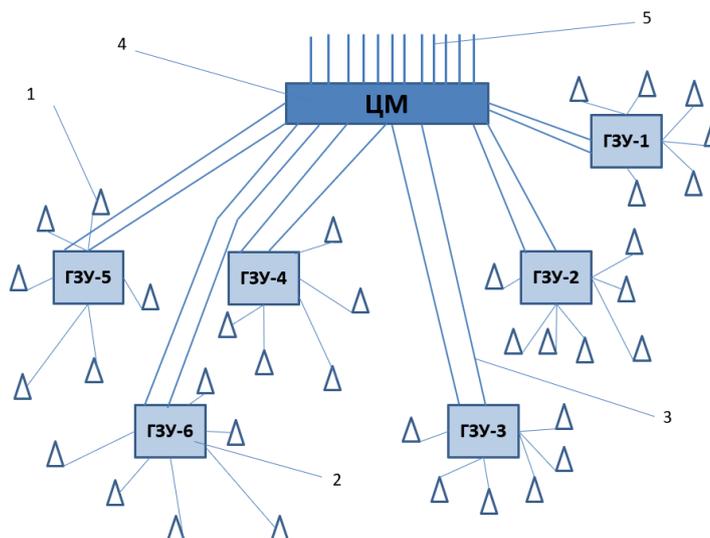


Рисунок 8 - Принципиальная схема системы сбора нефти и газа

1. Скважина
2. Групповая замерная установка
3. Нефтеборные линии
4. Центральный манифольд
5. Магистральные трубопроводы

Система сбора «Б» устроена следующим образом (рис 9).

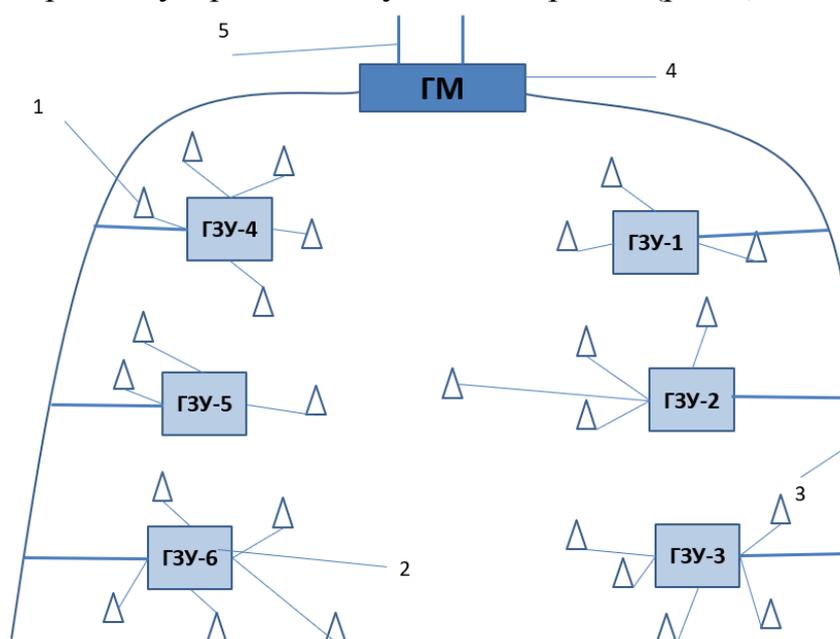


Рисунок 9 - Принципиальная схема системы сбора нефти и газа

1. Скважины
2. Групповая замерная установка
3. Кольцевые линии
4. Главный манифольд
5. Магистральные трубопроводы

Основной принцип остается таким же, как в предыдущей системе. Однако, есть различия. Об этом мы как раз поговорим.

Как и в системе сбора «А», продукция 8-10 скважин через фонтанную елку попадает в трубопровод, который ведет на групповую замерную установку. На ГЗУ поток также объединяется в производственный коллектор, также имеет возможность быть переведенным в тестовый коллектор для замера. Отличительной особенностью является здесь то, как построен

процесс после ГЗУ. В системе сбора «А» каждая ГЗУ имела свои две НСЛ, по которым продукция шла на центральный манифольд. В системе сбора «Б» имеется две кольцевые линии (КЛ). Одна КЛ проходит по восточной части месторождения, вторая – по западной. Три ГЗУ на западной части и три ГЗУ на восточной части месторождения подключаются к соответствующим КЛ. То есть продукция, объединившись на ГЗУ дальше идет в КЛ. Получается, что продукция трех ГЗУ на Западе и трех ГЗУ на Востоке объединяются в КЛ. Кольцевые сходятся на главном манифольде (ГМ), образуя подковообразную систему.

Система топливного газа (ТГ)

Как мы уже говорили, вся продукция с месторождения поступает в пункт подготовки. На заводе по подготовке и переработке продукции происходит полное отделение нефти, воды, газа, серы и других примесей. Газ, выделенный из продукции, частично направляют обратно на месторождение, где он по системе трубопроводов поступает на объекты системы сбора. То есть, как мы понимаем, газ, поступающий на месторождение с пункта подготовки, выполняет определенные функции. Теперь рассмотрим их.

Опрессовка. Мы уже неоднократно говорили, что объекты (трубопроводы, манифольды, коллекторы и т.д.) выводятся на ремонт. Ремонтные работы предусматривают вскрытие линий, сварку и другие работы, которые проводятся на пустом трубопроводе без давления. Так, после окончания ремонтных работ эти объекты должны быть введены в эксплуатацию. Что это значит? Это значит, что по линиям снова пойдет продукция. Сразу ли мы можем пустить продукцию в систему, которая только что вышла с ремонта? Нет. Ведь трубопровод или иное оборудование, которое выводилось на ремонт, заново подготавливается к вводу в эксплуатацию. Все соединения, которые вскрывались, заново затягиваются, устанавливаются заново все задвижки, убираются заглушки. Перед тем, как

пустить продукцию в такую линию, необходимо проверить, герметичны ли все соединения, нет ли где-то участков, откуда может пойти утечка продукции в атмосферу при пуске. Если не проводить такую проверку, то может случиться выброс продукции в атмосферу и на земную поверхность. Все это представляет опасность для персонала и других людей, находящихся на рабочем участке, а также для атмосферы и окружающей среды. Поэтому, перед тем как запустить линию и пустить туда продукцию, нам нужно провести проверку на герметичность или так называемую опрессовку. Для таких работ можно использовать газ, поступающий в систему сбора, как мы уже говорили, из завода, где он выделяется из продукции, осушается и подготавливается к использованию. Следует отметить, один очень важный момент о том, что газ подается под определенным давлением, превышающим рабочее давление в системе. Для этого на заводе используют компрессор. Таким образом, перед запуском трубопровода в пустой трубопровод подается топливный газ. С помощью газа в трубопроводе поднимается давление до рабочего. После этого подачу топливного газа останавливают и проводят наблюдение за всеми соединениями и за давлением. В случае утечек их можно обнаружить по месту визуально на соединениях, либо заметить падение давления, набранного в трубопроводе газом. Только после того, как провели опрессовку и убедились, что трубопровод герметичен, можно открывать задвижки в системе и запускать туда продукцию.

Предотвращение гидроудара. Еще одна причина, по которой необходимо набирать давление в пустом трубопроводе, это риск гидравлического удара. Представим себе ситуацию, что участок трубопровода пуст и в нем давление 0 бар. От работающей системы участок отделен задвижкой. За задвижкой 90 бар продукции. Если мы резко откроем задвижку и пустим продукцию под давлением 90 бар в участок, где давление 0 бар, то может случиться гидроудар, который может привести к аварийной ситуации. Поэтому, перед тем, как сообщать участок с нулевым давлением с

рабочим участком с давлением 90 бар, нам следует набрать давление топливным газом до 90 бар в пустом участке, только потом открыть задвижку.

Рабочий агент при запуске скребков. Как уже было отмечено ТГВД подается на скважины системы сбора Б по системе трубопроводов. Давление ТГВД варьируется от 95 до 110 бар. Новая система позволяет осуществлять различные работы по техобслуживанию выкидных, нефтесборных, а также магистральных трубопроводов. Например: опрессовка технологических линий и камер запуска и приема скребков (КЗС и КПС в дальнейшем), продувка КЗС и КПС, а также проведение различных видов скребкования (очистка от парафиновых отложений, вытеснение кислого продукта, запуск внутритрубных дефектоскопов и т.д.).

Однако при необходимости проведения скребкования технологических линий старой системы мы сталкиваемся с проблемой, а именно в отсутствии стационарной системы подачи рабочего агента для создания давления позади скребка и соответственно его продвижения по трубопроводу. Данное обстоятельство нивелируется возможностью запуска скребков “по потоку“, т.е. запуск скребка за счет потока скважинной продукции. Однако при необходимости плановой/ внеплановой остановки скважины и соответственно вытеснения нефти из выкидной линии возникает проблема как это осуществить. Более того в процессе дальнейшей эксплуатации месторождения прогнозируется падение пластовых давлений, соответственно падений давлений на устье что приведет к осложнению скребкования “по потоку”.

2.4 Обоснование технологической эффективности скребкования азотом на примере одной из выкидных линий месторождения «Х»

Вышеуказанные проблемы привели к технологическому решению данных осложнений. В 2019 году было решено внедрить технологию скребкования азотом. Данная технология заключается в использовании

азотной установки высокого давления, для проведения комплексного скребкования выкидных линий системы сбора А. Под комплексным скребкованием подразумевается, последовательный запуск трех очистных скребков и одного калибровочного двумя циклами. В случае удовлетворительного результата запуска очистных скребков (состояние третьего скребка после извлечения из камеры) и калибровочного скребка (без повреждений алюминиевой пластины после извлечения из камеры) производится запуск дефектоскопа для определения целостности внутритрубного пространства выкидной линии. В качестве дефектоскопа будет применяться дефектоскоп ДМТП (TFI), так как он по сравнению с аналогами менее требователен к составу внутритрубной среды и обеспечивает корректный сбор информации в широком диапазоне скоростей и температур потока.



Рисунок 10 – Внутритрубный дефектоскоп поперечного намагничивания ДМТП (TFI)

Для полноценного понимания данной технологии в работе будет рассмотрен процесс скребкования азотом на примере одной из выкидных линий системы сбора А.

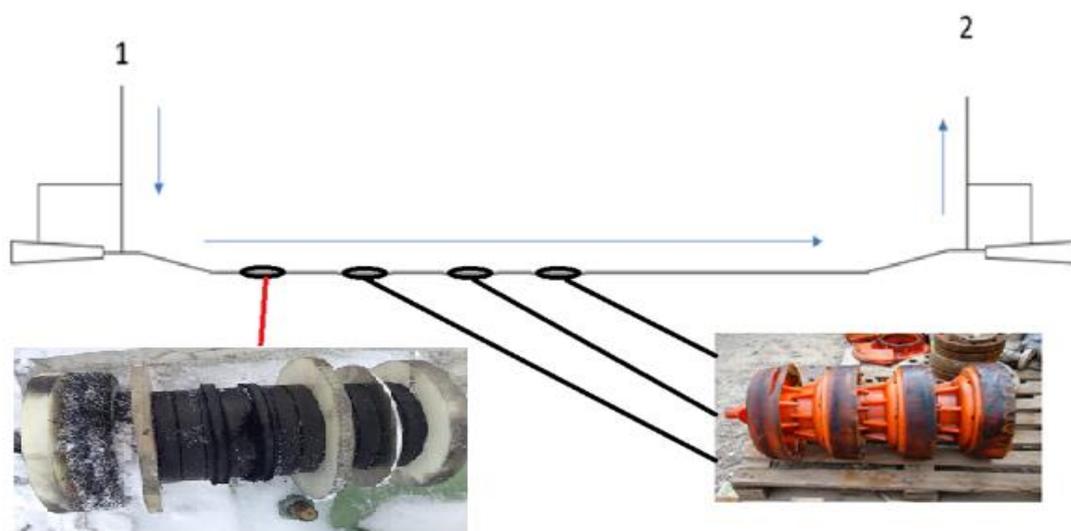


Рисунок 11 – Схема скребкования (3-очистных и 1-калибровочный)

Операторами центрального пульта управления промыслом было замечено неплановое падение давления в выкидной линии от скважины Т-463 до ГЗУ-20 с 89 до 82 бара, и дебита с 736 т/сут до 687 т/сут, в течении 48 часов. Была произведена инспекция положения клапанов фонтанной арматуры, а также самой выкидной линии на предмет потери целостности, возможных утечек либо неполного открытия-закрытия клапанов. Никаких отклонений от рабочего режима выявлено не было. Был сделан вывод о сужение непосредственно внутреннего диаметра выкидной линии, скорее всего за счет скопления АСПО. Было принято решение о немедленной остановке скважины, а также проведения вытеснения кислого продукта азотом путем запуска очистного скребка и инспекции трубопровода на предмет остаточных АСПО а также инспекции целостности трубопровода.

В первую очередь необходимо рассчитать необходимое количество азота для проведения работы. Диаметр данной выкидной линии составляет 6 inch что равно 152,4 мм. Длина 6548 м. Давление в выкидной составляет 82 бара, температура 60⁰ С. Предполагается создать перепад давлений 3 бара для продвижения скребка по линии. Нам необходимо рассчитать необходимое количество азота на вытеснение кислого продукта из линии под перепадом в 3 бара.

Для этого в первую очередь рассчитаем объем линии по формуле объема цилиндра:

$$V = \pi R^2 \times L, \text{ где } R\text{-радиус линии а } L\text{-протяженность линии. (1)}$$

$$V = \pi R^2 \times L = 3,14 \times 0.0762^2 \times 6548 = 120 \text{ м}^3 = 755 \text{ bbl}$$

Получили грубо 120 кубометров. Теперь можем рассчитать необходимое количество азота на вытеснение. Ищем по таблице № значение газового фактора. В нашем случае нам необходимо создать давление позади скребка 85 бар что примерно равно 1200 psi, температуру в линии мы знаем = 60⁰ С. Соответственно газовый фактор равен 459. Теперь можем найти значение объема газообразного азота (scf) на единицу объема трубопровода (bbl)

$$\text{Vol}(\text{scf}) = 459 \left(\frac{\text{scf}}{\text{bbl}} \right) \times 755(\text{bbl}) = 355725 \text{ scf} \quad (2)$$

Теперь можем найти необходимое для проведения работы количество жидкого азота:

$$\text{LN}_2 = \frac{[\text{Vol}_{\text{N}_2\text{Gas}}(\text{scf}) + 10,000(\text{scf})] \times 1.1}{93.12 \left(\frac{\text{scf}}{\text{gal}} \right)} \quad (3)$$

$\text{LN}_2 = (355725 + 10000) / 93.12 = 3928 \text{ gal} = 15 \text{ м}^3$ жидкого азота для одного цикла скребкования.

Итого для проведения двух циклов скребкования данной выкидной линии нам понадобится 30 м³ жидкого азота.

Таблица 4- Значения газовых факторов в зависимости от давления и температуры

Давление PSI	Температура (в Фаренгейтах)								
	40	60	80	100	120	140	160	180	200
100	39	38	36	35	34	33	32	31	30
200	79	76	73	70	68	66	64	62	60
300	119	114	110	106	102	99	96	93	90
400	158	152	147	141	136	132	128	124	120
500	198	190	183	177	171	165	160	155	150
600	240	230	221	212	204	197	190	184	178
700	280	268	258	248	238	230	222	214	208
800	320	307	294	283	272	262	253	245	237
900	360	345	331	318	306	295	284	275	266
1000	400	383	367	353	339	327	315	305	295
1100	440	421	404	388	373	359	346	334	323
1200	480	459	440	422	406	391	377	364	352
1300	519	496	476	457	439	423	407	393	380
1400	558	534	511	491	472	454	438	423	408
1500	597	571	547	525	504	485	468	452	436

Работа будет выполняться с использованием азотной установки компании Halliburton SPU-230.

Таблица 5 - Технические характеристики SPU-230

Передача	Максимально возможный расход scf/мин (при 2100 об/мин)	Минимально возможный расход scf/мин (при 1200 об/мин)
1	500	286
2	1246	712
3	1968	833
4	2880	1200
5	3833	1750



Рисунок 12 - Азотная установка компании Halliburton SPU-230

Как мы можем видеть из технических характеристик, максимально возможный расход азота возможен на 5 передаче при 2100 оборотах, расход в данном случае будет равен около 3500 scf/min. Соответственно при данном расходе скребок будет принят со стороны ГЗУ в течении примерно 95 минут.

$$T = V_{\text{газа}} / \text{расход} = 332200 / 3500 = 95 \text{ минут.} \quad (4)$$

После проведения необходимых расчетов приступаем непосредственно к проведению работы. Рассмотрим порядок действий и состав оперативной бригады на скважине и на ГЗУ при проведении скребкования азотом.

Состав бригады скребкования.

- Оператор на скважине – 1 человек
- Оператор на ГЗУ – 1 человек
- Оператор азотной установки – 1 человек
- Техники по запасовке и извлечению скребков – 4 человека (2 на скважине и 2 на ГЗУ)

- Наблюдатели по ТБ – 2 человека (1 на скважине и 1 на ГЗУ)

Подготовка КЗС к пуску скребка со стороны скважины.

1. В первую очередь оператор на скважине сообщает ЦДП промысла о начале работ по скребковой очистке выкидной линии.

2. Далее оператор проверяет, что полнопроходной клапан КЗС (рис 14-2) и двухбарьерный байпасный клапан КЗС (рис 14-5) находятся в закрытом положении.

3. Оператор проверяет значения манометра КЗС (рис 14-4) на наличие остаточного давления в камере, значение манометра должно быть нулевым. При обнаружении признаков негерметичности клапанов и/или наличия давления в КЗС, бригаде необходимо немедленно остановить все работы до устранения данных опасных факторов.

4. Оператор проверяет готовность Азотной установки и ее персонала к проведению скребкования.

5. Оператор осуществляет подготовку фонтанной арматуры, а именно открывает задвижки линии глушения (рис 13 - 1), открывает левый механический и пневматические клапана (рис 13-2), коренной пневматический и коренной механический остаются закрытыми (рис 13- 3). После выполнения данных действий система готова к запуску скребка, о чем оператор информирует оператора, который находится на ГЗУ.

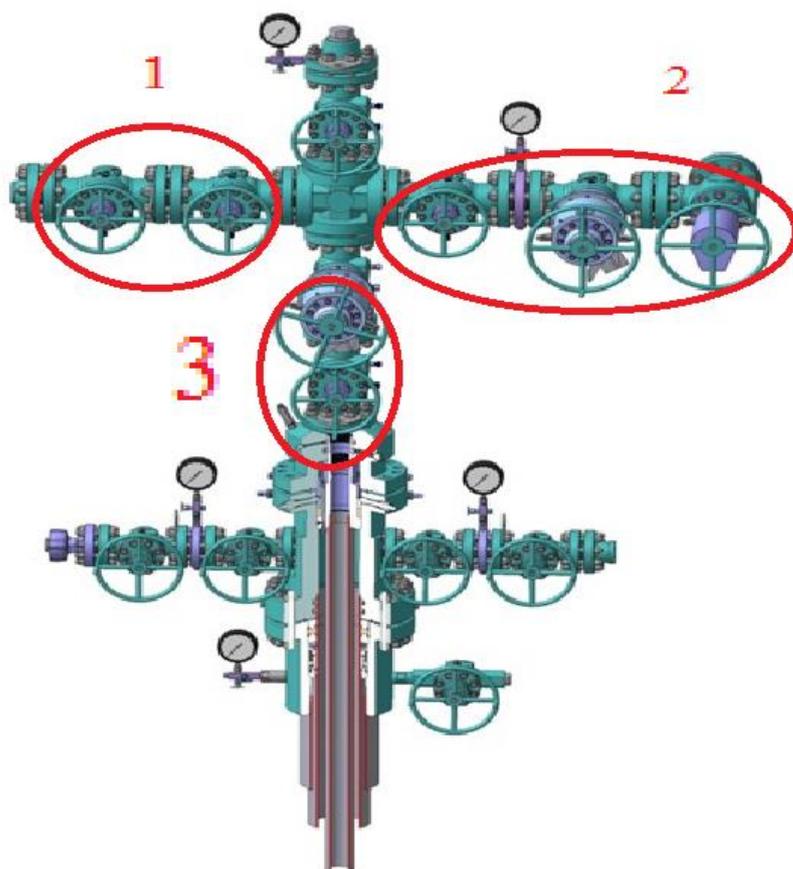


Рисунок 13 - Компоненты фонтанной арматуры

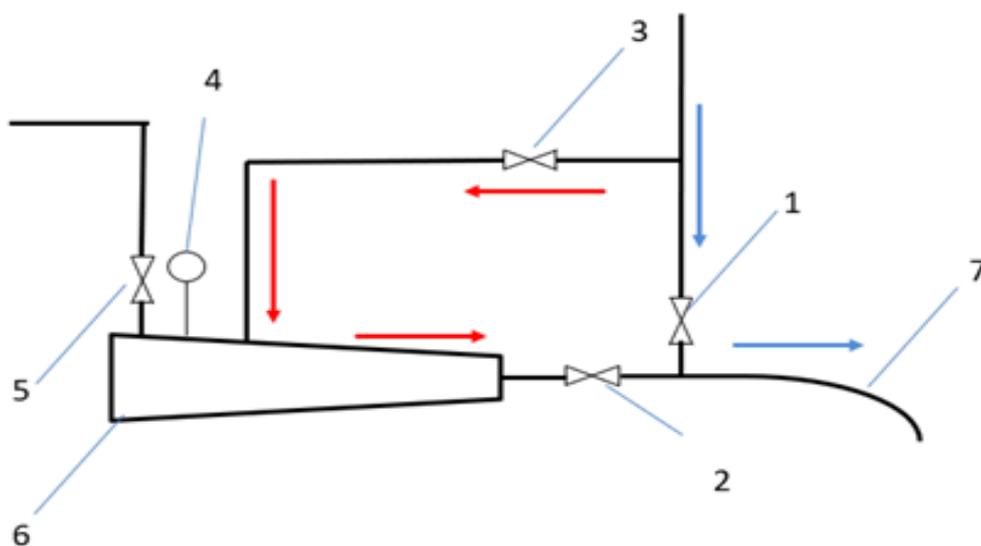


Рисунок 14 - Камера запуска скребка

1. Запорный клапан
2. Полнопроходной клапан
3. Байпасный клапан

4. Манометр
5. Клапан на линии топливного газа
6. Камера для скребка

Последовательность действий оперативного персонала при запуске скребка:

1. В то время как оператор ГЗУ производит подготовку КПС, оперативный персонал на скважине производит открытие двери КЗС и зарядание первого полимерного скребка до шара полнопроходного клапана, после чего производится закрытие двери КЗС. При выполнении данных операций обязательно использование ВДА, вплоть до полного закрытия дверей КЗС.
2. Персонал азотной установки производит подсоединение к линии глушения. Затем производится опрессовка соединений на планируемое рабочее давление. По окончании опрессовки, оператор на скважине уточняет готовность у оператора ГЗУ, при полной готовности оператор на скважине начинает медленно открывать клапан байпасный клапан (рис 14-3), одновременно с этим оператор азотной установки начинает подачу азота с минимальным расходом (150-200 scf/мин). Необходимо осуществить плавный набор давления в КЗС эквивалентного текущему давлению в ВЛ.
3. После набора давления в КЗС оператор на скважине медленно открывает полнопроходной клапан (рис 14-2) и дает команду оператору азотной установки подавать азот на максимально возможном расходе (3500 scf/мин), для прохождения скребка через полнопроходной клапан.
4. После прохождения первого скребка через полнопроходной клапан производится закачка 1 м³ азота для создания газовой подушки между первым и вторым скребками, а затем между вторым и третьим и т.д. После чего оператор на скважине дает команду оператору азотной установки о прекращении подачи азота, закрывает полнопроходной клапан и стравливает давление в камере.

5. После чего техники производят открытие двери КЗС, запасовку второго очистного скребка и закрытие двери. После чего повторяются шаги № 3 и 4 до момента прохождения последнего (калибровочного скребка) через полнопроходной клапан.

6. Оператор скважины фиксирует время прохождения дефектоскопа, о чем сообщает оператору ГЗУ и ЦДП.

7. Оператор азотной установки регулирует расход азота в зависимости от текущего перепада давлений в ВЛ, а также останавливает подачу азота при открытии дверей КПС со стороны ГЗУ.

8. После извлечения дефектоскопа из КПС оперативный персонал начинает демонтаж оборудования.

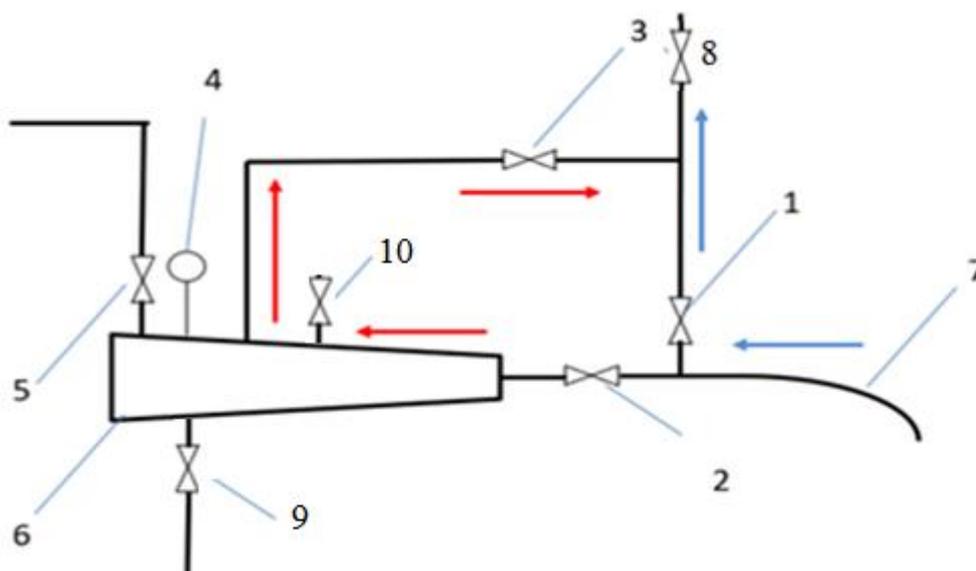


Рисунок 15 - Камера приема скребка

1. Запорный клапан
2. Полнопроходной клапан
3. Байпасный клапан
4. Манометр
5. Клапан на линии топливного газа
6. Камера для скребка
7. Выкидная линия

8. Групповой запорный клапан
9. Дренажный клапан
10. Клапан тех.обслуживания (азотный клапан)

Подготовка КЗС к пуску скребка со стороны ГЗУ и последовательность действий после запуска.

1. Получив информацию от оператора на скважине, оператор на ГЗУ закрывает групповой (рис 15-8) и запорный клапана (1).
2. Оператор проводит опрессовку КПС на максимальное возможное рабочее давление в процессе скребкования (+10% к планируемому), в данном случае 95 бар путем подачи ТГВД (рис 15- 5) Давление в камере должно оставаться неизменным в процессе опрессовки, кроме того наблюдатель по ТБ должен проверить дверь КПС на признаки утечек газа. При обнаружении утечек, либо падения давления в КПС оперативному персоналу необходимо немедленно остановить работы по скребкованию до устранения данных опасных факторов.
3. При успешной опрессовке КПС оператор ГЗУ информирует о готовности системы к запуску скребка оператора на скважине, полнопроходной клапан остается открытым.
4. После получения информации об успешном запуске оператор ГЗУ фиксирует время прохождения скребка.
5. Оперативный персонал открывает групповой клапан, а также проверяет закрыты ли запорный (рис 15-1), дренажный (рис 15-9) и байпасный (рис 15-3) клапана.
6. Оператор ГЗУ проверяет давление в групповом коллекторе “по месту” и по электронным манометрам ЦДП. Не допускается резких перепадов давления.
7. После начала скребкования давление в КПС начнет расти по мере нагнетания азота и по причине того, что клапана ниже по потоку на

- ГЗУ закрыты. Необходимо следить за давлением по манометру на КПС.
8. После того как давление в ВЛ превысит давление в групповом коллекторе необходимо открыть байпасный клапан. Повышение давления в ВЛ является свидетельством приближения скребка.
 9. Оператор ГЗУ фиксирует время прибытия каждого скребка и информирует оператора на скважине и ЦДП.
 10. После входа последнего (калибровочного) скребка в КПС оператор ГЗУ закрывает байпасный и полнопроходной клапана.
 11. Перед открытием камеры необходимо выполнить стравку давления, а также продувку КПС ТГ для удаления остаточной нефти и попутных газов, для этого оператор открывает дренажный клапан и стравливает давление внутри камеры до 0. Затем необходимо подать ТГВД в камеру путем открытия клапана ТГВД, необходимо набрать 25-30 бар, затем клапан подачи ТГВД закрывается и одновременно открывается дренажный клапан, тем самым выполняется продувка камеры. Необходимо повторить данное действие 5-7 раз.
 12. После окончания продувки оперативный персонал проверяет загазованность в области двери КПС на признаки утечек газа. При обнаружении сероводорода либо другого потенциально опасного фактора работа приостанавливается до решения данной проблемы. При отсутствии каких либо опасных факторов техниками производится открытие двери КПС, извлечение скребков и закрытие двери КПС. При выполнении данных работ весь вовлеченный персонал неукоснительно обязан работать в ВДА.
 13. После того как скребки извлечены из камеры а дверь КПС закрыта, оператор ГЗУ оперативный персонал совместно с руководителем секции скребкования производит визуальную инспекцию скребков по результатам которой выносятся решение о запуске дефектоскопа (в

случае удовлетворительного результата) либо перезапуске очистных скребков (в неудовлетворительном случае).

14. В нашем случае результаты оказались удовлетворительными, а именно третий очистной скребок был “чистым” от парафиновых отложений в отличие от первых двух, что свидетельствует о качественной очистке. Калибровочный же скребок был извлечен без каких-либо повреждений, и в результате руководителем секции скребкования было вынесено решение о запуске дефектоскопа. Последовательность действий при запуске дефектоскопа идентична запуску очистных скребков.
15. После входа дефектоскопа в КПС оперативным персоналом повторяются действия 10-12.
16. После расшифровки данных дефектоскопа, в случае удовлетворительного результата оперативный персонал приступает к стравливанию остаточного давления в выкидной линии.
17. Стравливание остаточного давления в ВЛ может быть осуществлено двумя способами: “на факел” и в заранее специально подготовленную емкость. Учитывая что основной остаточный продукт в ВЛ это азот, при стравке “на факел” возможно возникновение ЧС в виду затухания факела, поэтому рекомендуется выполнять стравливание давления через шланг высокого давления подсоединенного к клапану тех.обслуживания в заранее подготовленную емкость. При отсутствии данной возможности необходимо обеспечить “подпитку” факела ТГ путем открытия клапана ТГ и дренажного клапана соседней КПС и только после этого начинать стравку азота.

После извлечения дефектоскоп незамедлительно отправляется на расшифровку информации, обычно данный процесс занимает около 3-4 часов. При получении удовлетворительной информации касаясь целостности трубопровода, а также отсутствия АСПО скважина запускается, при неудовлетворительных результатах производится дополнительный цикл

скребкования, при обнаружении нарушения целостности трубопровода данная выкидная линия останавливается на ремонт. В нашем случае скребкование прошло успешно, скважина была запущена с достижением оптимальных параметров работы, а именно дебита: 736 т/сут и давления потока в выкидной линии 89 бар.

3. ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕШЕНИЯ СКРЕБКОВАНИЯ ВЫКИДНЫХ ЛИНИЙ АЗОТОМ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

Использование азота в качестве рабочего агента при скребковании выкидных линий системы сбора А в течении 2019 года зарекомендовало себя грамотным технологическим решением. В результате внедрения данной технологии, благодаря скребкованию непрерывным циклом (вытеснение + очистка + калибр за один цикл – дефектоскоп за второй цикл) в отличие от отдельного запуска (вытеснение кислого продукта – очистное скребкование – калибр - дефектоскоп) сократилось количество циклов с 4-х до 2-х, и среднее время от остановки скважины до ее запуска с 24 до 12 часов. Помимо прочего данное технологическое решение является крайне рентабельным благодаря следующим преимуществам:

- В первую очередь за счет отсутствия необходимости модернизации объектов системы сбора А и связанных с этим затрат;
- Сокращения времени простоя скважин по причине проведения нескольких циклов скребкования и как следствие сокращение затрат на расходные материалы (азот, дизель и т.д.)
- Увеличения среднего дебита скважин за счет эффективного скребкования выкидных линий системы сбора А;
- Возможности оперативно реагировать на отклонения режимов работы скважин от оптимальных, по причине скопления АСПО в выкидных линиях, за счет мобильности бригады скребкования и азотной установки;
- Возможности использования азотной установки при скребковании выкидных линий системы сбора Б в качестве резерва, при возникновении проблем с подачей ТГВД;

- Азот нейтральный невзрывоопасный газ. Данное обстоятельство играет важную роль при проведении огневых ремонтных работ на выкидных линиях после скребкования так как, несмотря на обязательное стравливание давления до 0 после скребкования, в линии может остаться остаточный газ. В случае использования ТГВД это может стать причиной возгорания.

- Газообразный азот на выходе из азотной установки имеет температуру 80-90⁰С, что соответствует температуре плавления парафина в условиях месторождения X. Соответственно азот сам по себе будет дополнительным инструментом очистки трубопровода.

- В условиях месторождения X азот уже нашел широкое применение (облегчение бурового раствора в процессе бурения, газлифт-стимуляция призабойных зон пласта и т.д.) соответственно проблем с оборудованием и поставками азота не предвидится.

За один год использования данной технологии за счет снижения простоя скважин и увеличения эффективности очистки выкидных линий системы сбора А, средний дебит по месторождению увеличился с 453 до 487 т/сут, что позволяет сделать вывод что данная технология помимо своих технических преимуществ приносит реальную прибыль предприятию.

Говоря о недостатках данного технологического решения в первую очередь нужно сказать о стоимости данного типа работы. Месторождения различаются по многим параметрам, соответственно стоимость данной технологии в зависимости от технологических условий разработки будет разная. Здесь играют роль инфраструктура месторождения, наличие локальных предприятий по производству азота, наличие на месторождении необходимого оборудования а также квалифицированного персонала имеющего опыт работы на оборудовании необходимом для скребкования азотом, а также имеющих базу знаний о системе разработки самого месторождения.

Однако не все месторождения Казахстана схожи по геологическим и технологическим условиям разработки. В связи с этим необходимо подчеркнуть, что данное технологическое решение является оптимальным локально именно для месторождения X и для месторождений со схожими геолого-технологическими условиями разработки.

В таблице 6 представлены преимущества и недостатки данного технологического решения, на основании которых можно сделать вывод о рентабельности введения данной технологии в процесс эксплуатации того либо иного месторождения.

Таблица 6 – Преимущества и недостатки скребкования азотом

Преимущества	Недостатки
Эффективность против АСПО	Относительно высокая стоимость проведения работ
Сокращения времени простоя скважин по причине проведения нескольких циклов скребкования	Необходимость в специальном оборудовании и квалифицированном персонале
Высокая мобильности бригады скребкования и азотной установки	
Увеличения среднего дебита скважин за счет эффективного скребкования выкидных линий	
Физическая и химическая нейтральность азота	

Перспективы использования данной технологии в условиях месторождения X технологически и экономически обоснованы, ввиду текущей экономической ситуацией в мире, в том числе благодаря низким ценам на нефть становится критически важным грамотное использование технических, экономических и людских ресурсов во избежание внеплановых потерь и как следствие снижение рентабельности разработки.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Букаев Эрик Эдуардович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

1. Стоимость ресурсов внедряемых в процесс эксплуатации	Стоимость жидкого азота, арендная стоимость оборудования, расчет зарплатного фонда, амортизационные отчисления
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Платежи и налоги: налог на прибыль, налог на экспорт, индивидуальный подоходный налог и пенсионное отчисление, налог на выручку

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Текущие системы разработки месторождения, оценка потенциала
3. Составление бюджета	Расчёт стоимости внедрения данной технологии
4. Определение ресурсной, финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	Расчёт чистой прибыли от увеличения технологических параметров системы разработки месторождения

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	к.э.н.		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Букаев Эрик Эдуардович		29.02.2020

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Текущее состояние разработки. Обоснование для расчетов

Как было сказано выше на месторождении X работают две системы разработки. Новая система разработки была спроектирована с учетом потребностей в рабочем агенте для скребкования выкидных линий. К скважинам данной системы проедены линии ТГВД. Старая же система разработки нуждается в рабочем агенте для скребкования выкидных линий. Решить данную проблему можно двумя способами. Первый, путем модернизации объектов старой системы разработки. Однако было рассчитано что в данном случае затраты на модернизацию экономически нецелесообразны в отличие от рассматриваемой в данной работе технологии проведения скребкования азотом. В данной работе рассчитана годовая стоимость скребкования выкидных линий старой системы азотом с учетом расходов на оборудование, зарплатный фонд, амортизационные отчисления и налоги, а также экономическая рентабельность по сравнению с постройкой дополнительных объектов для подачи топливного газа высокого давления на скважины, плюс экономический эффект от увеличения дебитов по причине использования данной технологии.

Таблица 7 – Исходные данные для расчета

Показатель	Значение
Ежегодная добыча, т/год	15 876 390
Себестоимость добычи нефти, руб/т	6177
Товарная цена на нефть, руб/т (При цене на нефть 30 \$/баррель)	15620
Ставка налога на прибыль свыше 10 млн. т/год, %	18
Налог на недра, %	12
Налог на экспорт, %	5

4.2 Затраты на расходные материалы при проведении скребкования азотом

Подсчитаем расчет стоимости материалов необходимые для усовершенствования технологических показателей скважин.

Таблица 8 – Расчет стоимости скребков необходимых на проведение скребкования одной выкидной линии

Наименование материала	Количество, шт	Цена за единицу, рублей
Скребки вытесняющие - очистные СОВ	2	35500
Скребки очистные-калибры	1	46150
Дефектоскопы DMTP TFI	1	5 538 000

Таблица 9 – Расчет стоимости расходных материалов на проведение скребкования одной выкидной линии

Наименование материала	Норма расхода материала	Стоимость материала в долларах за единицу	Стоимость расходуемых в процессе работы материалов	Расходы на материалы за год работы
Жидкий азот	25 м ³	74 976 рублей/м ³	1 874 400	179 942 400 рублей
Дизель	550 л	46 рублей/л	25 300	2 428 800 рублей

4.3. Затраты на использование оборудования

Затраты на использование специальной техники определяются по формуле:

$$Z_{\text{оборудования}} = \sum (T_{\text{исп.о}} \times C_{\text{ст.м}}) \quad (4)$$

Где:

T – время использования единицы оборудования, час;

C – стоимость одного часа работы единицы оборудования, рублей/час.

Таблица 10 - Исходные данные для расчета затрат на оборудование и инструменты

Оборудование	Время эксплуатации, час	Стоимость одного часа работы, рублей/час
Азотная установка SPU-230	6	106 500
Линии высокого давления	6	6390
Емкости под жидкий азот	6	56 800
Компрессор	6	42 600
Дополнительное оборудование и инструменты	6	8520
Итого на одну скважину		220 810
Итого на все добывающие скважины. Затраты в течении года работы.	48 скважин, в среднем по 2 скребкования на каждую выкидную линию. В итоге 96 циклов	21 197 760

$$Z_{\text{оборудование}} = (17750 * 6 + 6390 * 6 + 10650 * 6 + 4260 * 6 + 8520 * 6) * 96 = 21\,197\,760 \text{ рублей.}$$

4.4 Расчет зарплатного фонда

Таблица 11 – Средняя выплата оплаты работникам по должностям

Должность сотрудника	Среднемесячная заработная плата, долларов США	Количество сотрудников
Оператор промысла	85 200	4
Оператор азотной установки	60 350	2
Техник - рабочий	22 720	8
Наблюдатель по ТБ	19 170	4

Рассчитаем среднемесячную оплату работников:

$ЗСР = (85\ 200 * 4) + (60\ 350 * 2) + (22\ 720 * 8) + (19\ 170 * 4) / 18 = 40000$ рублей.

Таким образом, ФЗП составит:

$ФЗП = 40000 * 18 * 2.2 * 12 = 19\ 008\ 000$ рублей.

В соответствии с Налоговым кодексом Республики Казахстан, 21% ФЗП передается в социальные фонды Республики. Таким образом, с ФЗП взносы в социальные фонды составят:

$(ФОТ) = 0.21 * 19\ 008\ 000 = 3\ 991\ 680$ рублей.

4.5 Расходы на введение технологии скребкования азотом

Рассчитаем расходы необходимые на проведение мероприятий по скребкованию азотом.

Расходы на использование данной технологии в течении года представлен в таблице 4.6

Таблица 12 – Расходы на проведение мероприятий

Наименование затрат	Сумма всех затрат, рублей
1. Расходы на материалы	182 371 200
2. Расходы на оплату труда	19 008 000
4. Расходы на аренду оборудования	21 197 760
Итого основных расходов	222 576 960

4.6 Общий расчет сметной стоимости. Сравнение рентабельности технологических решений.

Общий расчет сметной стоимости представлен в таблице 4.7

Таблица 13 – Общий расчет сметной стоимости

№ п/п	Наименование работ и затрат	Объем		Полная сметная стоимость, рублей.
		Ед. изм	Количество	
Основные расходы (ОР):				222 576 960
II	Амортизационные расходы	% от ОР	10	22 257 696
Итого: основные и амортизационные расходы (ОР+АР)				244 834 656
III	Плановые накопления	% от ОР+АР	15	36 725 198
V	Отчисления в резервные фонды	% от ОР	3	6 677 308
Итого сметная стоимость				288 237 162

Конечная сметная стоимость строительства дополнительных технологических линий ТГВД была оценена в 6 133 729 902 рублей. При этом на модернизацию старой системы разработки уйдет 2 года. Следовательно срок окупаемости данной модернизации по сравнению с окупаемостью технологии скребкования азотом составляет 22 года, при прогнозируемом начале падения уровня добычи ввиду истощения запасов месторождения X через 19 лет. Данный факт ставит конечную точку в вопросе сравнения экономической рентабельности данных методов в пользу скребкования азотом.

4.7 Расчет прибыли от реализации новой технологии

Выручка от реализации данного мероприятия обусловлена увеличением добычи нефти в результате сокращения простоя скважин за счет уменьшения времени скребкования, сокращение времени на ликвидацию осложнений связанных с падением дебитов ввиду скопления АСПО (увеличение КПД добычи до введения данного метода составило порядка 20%) в выкидных линиях, а также увеличением среднего дебита по месторождению (был 453 т/сут, стал 487 т/сут) путем реализации

нововведения, поэтому выручка от реализации продукции (В) можно вычислить как произведение цены реализации нефти и дополнительной добычи нефти.

Товарная цена на нефть, рубль/тонну в Казахстане составляет: 20 590 руб/тонну

$$B = Q_{\text{доп}} * Ц,$$

Где:

$Q_{\text{доп}}$ – дополнительная добыча нефти, т /год;

Ц – цена реализации одной тонны нефти, рублей.

$B = 595\,680 \times 20590 = 12\,265\,051\,200$ рублей в годовом эквиваленте, до вычета налогов.

4.8. Расчет экономической эффективности внедряемой технологии

Расчет экономической эффективности проведения обработки кислотными составами основан на принципе расчета выручки от реализации товарной продукции (дополнительной добычи нефти), которая определяется следующим образом:

$$\Pi = B - R - \text{Э} - N - Z_{\text{т}},$$

где:

Π – прибыль;

В – выручка от реализации дополнительного объема нефти, полученного в результате проведенного мероприятия;

R – налог на недра (9 % от выручки);

Э – налог на экспорт (5 % от выручки);

N – налог на прибыль (18% от расчетной прибыли);

Расчетная прибыль определяется по формуле:

$\Pi = 12\,265\,051\,200 - (0,18 * 12\,265\,051\,200) - (0,05 \times 12\,265\,051\,200) - (0,09 \times 12\,265\,051\,200) - 288\,237\,162 = 8\,051\,997\,654$ рубля.

Данный расчет показывает прибыли с реализации нефти полученной после внедрения технологии скребкования азотом, позволяющая значительно сократить внеплановые простои скважин, а также увеличить средний суточный дебит месторождения.

Таблица 14 – Результаты расчёта экономической эффективности

Показатель	Значение
Дополнительная добыча нефти, т/год	595 680
Затраты на внедрение технологии, рублей	288 237 162
Выручка от реализации В, рублей	12 265 051 200
Чистая прибыль от мероприятия, рублей	8 051 997 654

Выводы:

В данном разделе были подведены экономические итоги после введения данной технологии. Такое мероприятие позволяет не только повышать средний дебит эксплуатационного фона скважин, но и позволяет существенно снизить объем ремонтных работы, задействовать меньше человеческих ресурсов, а также снизить производственные риски, связанные с активностью в рабочих скважинах.

Данная технология позволяет наиболее эффективно разрабатывать месторождение путем усовершенствования технологии борьбы с парафином в линейных сооружениях. На примере процесса скребкования одной из выкидных линий месторождения X рассмотренного в данной ВКР, суточный дебит после проведения скребкования азотом вырос с 453 т/сут до 487 т/сут, что в свою очередь показывает технологическую эффективность применяемой технологии.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Букаеву Эрику Эдуардовичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Анализ способов борьбы с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти на месторождениях Казахстана.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	- Особенности производственной безопасности в процессе механической очистки промышленных трубопроводов азотом.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	– Нормативные-технические документы нефтегазовой отрасли Республики Казахстан
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	– Вредные и опасные факторы, присутствующие при скребковании азотом
3. Экологическая безопасность:	– Особенности экологической безопасности в нефтегазовой промышленности РК
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	– Возможные ЧС при скребковании азотом.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Букаев Эрик Эдуардович		29.02.2020

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

С целью обеспечения охраны труда, здоровья персонала, технической безопасности и надежности оборудования, применяемого при строительстве скважины и в целом объекта работ проектом рекомендуется строгое соблюдение требований следующих нормативно-технических документов, действующих в нефтегазовой отрасли промышленности Республики Казахстан (Таблица 14).

Таблица 15 – НТД нефтегазовой отрасли РК

№ пп	Наименование нормативно-технического документа	Издание (утверждение)
1	2	3
1	Технический регламент «Требование к безопасности строительства наземных и морских ПО, связанных с нефтяными операциями»	Утв. Постановлением правительства РК от 31.12.2008г №1335
2	Требования промышленной безопасности для опасных производственных для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности	Утв. Министром по инвестициям и развитию РК от 30 декабря 2014г № 355
3	О гражданской защите	Закон РК от 11.04.2014г (№188-V)
4	Правила обеспечения промышленной безопасности для опасных производственных объектов, ведущих горные и геологоразведочные работы	Утв. приказом Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 352
5	Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых.	Утв. совместным Министра по инвестициям и развитию РК от 17 ноября 2015 года № 1072 и Министра энергетики РК от 30 ноября 2015 года № 675
6	«Правила ликвидации и консервации объектов недропользования»	Министра по инвестициям и развитию РК от 27. 02. 2015 года № 155
7	Правила обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации компрессорных станции	Министра по инвестициям и развитию РК от 30. 12. 2014 года № 360

8	Правил идентификации опасных производственных объектов	Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 353
9	Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к радиационно-опасным объектам"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 марта 2015 года № 260.
10	Критериев оценки риска в области промышленной безопасности	Министра по инвестициям и развития РК от 9. 09. 2015 года № 1206
11	Об утверждении Правил обеспечения промышленной безопасности при эксплуатации грузоподъемных механизмов	Министра по инвестициям и развитию Республики Казахстан от 30 декабря 2014 года № 359
12	Закон Республики Казахстан «О недрах и недропользовании»	№291-IV от 24.06.2010 г. (с изменениями и дополнениями на 28.04.2016 г.)
13	Санитарно-эпидемиологические требования к объектам промышленности	Приказ национальной экономики н РК от 20.03.15г.№236
14	Санитарных правил "Санитарно-эпидемиологические требования к объектам по обслуживанию транспортных средств и пассажиров"	Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 27 февраля 2015 года № 156
15	Правил пожарной безопасности	Постановление Правительства РК от 9.10. 2014г. №1077

5.2 Производственная безопасность. Опасные факторы и меры предосторожности при проведении скребкования азотом.

- Азот представляет собой опасность для персонала, так как снижает содержание кислорода в атмосфере
- Стравливание Азота создает риск тушения факела и замерзания дренажной линии
- Высокое давление в обвязке Азотной установки создает опасность для персонала.
- Высокое давление в линии и КЗС/КПС

- Перед открытием дверцы КЗС или КПС, Оператор должен понаблюдать за давлением на манометрах в течение нескольких минут, чтобы убедиться, что оно не повышается.
- Убедиться в отсутствии давления внутри КЗС/КПС путем медленного открывания перепускного клапана на крышке КПС/КЗС.
- При скребковой очистке трубопроводов оператор должен использовать воздушно дыхательный аппарат (ВДА) согласно требованию.
- Перед началом работ по скребковой очистке трубопроводов проверить герметичность фланцевых соединений, дверей камер приёма и запуска скребков.
- Вести постоянный контроль за герметичностью оборудования. В случае не герметичности немедленно доложить начальнику участка ЦДП.
- Не допускайте разливов нефти на землю.
- Максимально сократить сброс на факел
- У персонала должны быть рации, газосигнализаторы, ВДА и эвакуационный транспорт.
- Перед выходом на объект персонал должен проверить рацию на работоспособность и взять запасные аккумуляторы
- Проверить, что объект оснащен 5-ти минутными ВДА, огнетушителем, плакатами ТБ.
- Информировать ЦДП (центральный диспетчерский пункт) о предстоящей работе.
- Получить требуемые виды нарядов-допусков.
- Используемый калибровочный и очистной скребки должны быть новыми, и их пластины должны плотно прилегать к трубе
- Подготовить рабочее место (установить защитные ограждения на участках КЗС и КПС).
- Проверить герметичность задвижек на камерах приёма и запуска скребков по показаниям манометров на камерах.

- Подготовить достаточное количество азота
- Все оборудование азотной установки должно быть сертифицировано и иметь все уставки для защиты от давления.

Средства контроля воздушной среды

В процессе скребкования азотом предусматривается контроль воздушной среды переносными газоанализаторами для обнаружения H₂S.

Порядок контроля определяется “Отраслевой инструкцией по контролю воздушной среды на предприятиях нефтяной промышленности” (РД 08-45-94). Для контроля иметь на объекте не менее 2 переносных газоанализаторов.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) углеводородных газов в воздухе рабочей зоны составляет 300 мг/м³, сероводорода 7 ppm, окиси углерода - 20 мг/м³. При превышении ПДК весь персонал обязан применять ВДА (воздушно-дыхательные аппараты).

Защита от шума и вибрации

Замеры шума, вибрации, других опасных и вредных производственных факторов производить по плану исполнителя работ (владельца оборудования). Уровень звукового давления регламентируется «Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда и бытового обслуживания при строительстве, реконструкции, ремонте и вводе, эксплуатации объектов строительства” Приказ Министра национальной экономики Республики Казахстан от 28 февраля 2015 года № 177.

Основными источниками шума при скребковании являются азотная установка и шум потока среды в выкидной линии. Допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах следует принимать в соответствии с документом «Шум. Общие требования безопасности».

С целью снижения уровня звукового давления, все работники должны быть обеспечены средствами защиты органов слуха, а также пройти курс обучения по воздействию вредных факторов высоких уровней шума.

Основные мероприятия по уменьшению уровней шума предусматривают:

- уменьшение шума в его источнике (замена шумных технологических процессов и механизмов бесшумными или менее шумными);
- систему сборки деталей агрегата, при которой сводятся к минимуму ошибки в сочленениях деталей (перекосы, неверные расстояния между центрами и т.п.);
- широкое применение смазки соударяющихся деталей вязкими жидкостями;
- оснащение агрегатов, создающих чрезмерный шум вследствие вихреобразования или выхлопа воздуха и газов (вентиляторы, воздуходувки, пневматические инструменты и машины, ДВС и т.п.) специальными глушителями;
- изменение направленности излучения шума (рациональное ориентирование источников шумообразования относительно рабочих мест);
- уменьшение шума на пути распространения (устройство звукоизолирующих ограждений, кожухов, экранов);
- применение для защиты органов слуха средств индивидуальной защиты (беруши, наушники, шлемы).

Выполненные расчеты уровня звукового давления при проведении работ по скребкованию на расстоянии 100м равен 56дБ, 150м - 50,12дБ, и 200м - 45,96дБ от источника шума, а также в офисе на расстоянии 50м равен 39дБ, удовлетворяют санитарным нормам, т.е. меньше допустимых уровней шума на рабочих местах (80дБ).

Свойства и действие вредных веществ (H₂S, CO₂) на человека

Сероводород (H₂S) - бесцветный газ с запахом тухлых яиц. Температура воспламенения 246° С. Плотность - 1,54 кг/м³, по отношению к воздуху - 1,19; скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Горит синеватым пламенем с образованием воды и сернистого газа (SO₂). Сероводород сильный, нервный яд, вызывающий смерть от остановки дыхания, на дыхательные пути и глаза действует раздражающее. Растворенный в воде, при попадании на кожу человека вызывает покраснение и экзему. Ощутимый запах сероводорода отмечается при 1,4 - 2,3 мг/м³, значительный запах при 4 мг/м³, при 7 - 11 мг/м³ - запах тягостный. При более высоких концентрациях запах менее сильный, наступает привыкание. При концентрации 200 - 280 мг/м³ наблюдается жжение в глазах, раздражение слизистых оболочек глаза и зева, металлический вкус во рту, усталость, головные боли, тошнота. При 750 мг/м³ наступает опасное отравление в течение 15-20 минут. При концентрации 1000 мг/м³ и выше смерть может наступить почти мгновенно.

Предельно-допустимая концентрация (ПДК) сероводорода в воздухе рабочей зоны - 10 мг/м³, в смеси с углеводородами (C₁ – C₅) - 3 мг/м³.

Двуокись углерода (CO₂) - углекислый газ - бесцветный газ кисловатого вкуса и запаха плотностью 1,53 кг/м³, скапливается в низких непроветриваемых местах. Хорошо растворяется в воде. В водном растворе является слабой кислотой. Обладает наркотическим воздействием на человека, раздражающе воздействует на кожу и слизистые оболочки. В малых концентрациях - возбуждает дыхательный центр, в очень больших - угнетает. Обычно высокое содержание CO₂ связано с повышенным содержанием кислорода в воздухе, что может явиться причиной быстрой смерти. При вдыхании 2,5 - 5% CO₂ у человека наблюдается головная боль, раздражение верхних дыхательных путей, учащение сердцебиения,

повышенное давление. При более высоких концентрациях - потливость, шум в ушах, рвота, психическое возбуждение, снижение температуры тела, нарушение зрения.

Мероприятия и требования для скважин на месторождениях с наличием сероводорода H₂S, CO₂

Для обеспечения безопасности на объектах с наличием сероводорода разрабатываются планы организации работ по видам работ при вскрытии продуктивных горизонтов, назначаются ответственные руководители и исполнители, выполняются указания руководителя объекта.

Мероприятия по предотвращению воздействия сероводорода:

- установка станции технического контроля для обнаружения сероводорода;
- обозначение опасной зоны и установка знаков безопасности на территории объекта дорогах, маршрутах передвижения, на опасных участках коммуникаций и пониженных местах рельефа местности;
- проверка исправности приборов, контроля за содержанием сероводорода в воздухе рабочей зоны, наличие и готовность СИЗ, СИЗ ОД, ВДА, средств для наблюдения метеорологических условий и подачи аварийной звуковой и световой сигнализации;
- обеспечение на объекте транспорта для эвакуации, аварийный автобус для персонала одной полной смены;
- определить и обозначить маршруты для сбора и выхода работников из опасной зоны при аварийных ситуациях с учетом направления ветра;
- К работам на объектах месторождений с высоким содержанием сероводорода допускаются лица не моложе 21 года, имеющие медицинское заключение о пригодности к работе в дыхательных аппаратах изолирующего типа, прошедшие необходимое обучение по безопасности работ на объекте.

- Не допускается пребывание на газоопасном объекте лиц, не имеющих соответствующего дыхательного аппарата и не прошедших соответствующего инструктажа по безопасности.

- Не реже одного раза в месяц на объектах должны проводиться учебно-тренировочные занятия с обслуживающим персоналом по выработке практических навыков выполнения действий по ПЛА.

- При работе в дыхательном аппарате на устье скважины или у другого источника выделения сероводорода исполнители и руководитель работ должны иметь радиопереговорное устройство.

При обнаружении сероводорода в воздухе рабочей зоны выше ПДК необходимо немедленно:

- надеть изолирующий дыхательный аппарат (противогаз);

- оповестить руководителя работ (объекта) и находящихся в опасной зоне людей;

- принять первоочередные меры по ликвидации загазованности в соответствии с ПЛА;

- лицам, не связанным с принятием первоочередных мер, следует покинуть опасную зону и направиться в место сбора, установленное планом эвакуации.

Руководитель работ (объекта) или ответственный исполнитель должен подать сигнал тревоги и оповестить вышестоящие организации.

Дальнейшие работы по ликвидации аварии проводятся специально подготовленным персоналом с привлечением рабочих бригады и специалистов.

Испытание пластов с сероводородом производится после проверки и установления готовности оборудования, персонала к работе, проверки выполнения мероприятий по защите персонала и населения в зоне возможной загазованности при возникновении ГНВП или опасной ситуации.

В плане организации работ указываются количество персонала, мероприятия и средства обеспечения безопасности, включая противогазы и дыхательные аппараты, мероприятия по предупреждению аварий, средства и график контроля воздушной среды, рабочей зоны, СЗЗ мероприятия при превышении ПДК, ПДВК.

В плане организации работ указываются схемы и ситуационный план расположения оборудования, машин, механизмов, с указанием маршрутов выхода из опасной зоны, в условиях возможной аварии и загазованности при любом направлении ветра, схема расположения объектов и коммуникаций в охранной зоне, СЗЗ, расстояние и данные по населенным пунктам.

Испытание и освоение скважин производится в присутствии представителя нефтегазодобывающей организации и аварийно-спасательной службы.

Электробезопасность на объектах

Кроме бесспорно огромных технических возможностей, любые электрические системы (в случае неправильного их устройства или нарушения правил эксплуатации) способны нести и опасность, которая может заключаться в:

- непосредственном поражении человека электрическим током;
- создании факторов, вредных для здоровья при длительном воздействии (электромагнитных и акустических излучений, вибраций, пульсаций светового потока и т.п.);
- выходе из строя более или менее дорогостоящего оборудования, в том числе приборов и механизмов, неисправность которых может привести к катастрофическим последствиям;
- воспламенении пожаро- и взрывоопасных зон.

В связи с этим разработана система технических и организационных мероприятий, призванная путём перекрёстного контроля и многократной перестраховки минимизировать вероятность возникновения аварийных

ситуаций, даже в случае ошибки отдельного человека или разрушения отдельного элемента какой-либо конструкции (прибора).

К организационным мероприятиям относятся надлежащий допуск и надзор за работами в электроустановках, оформление их начала, окончания и перерывов соответствующими документами и устными распоряжениями и строгое определение лиц, имеющих право на те или иные работы, руководство ими или выдачу нарядов и распоряжений, а также обеспечение обучения персонала и регулярного контроля его знаний и здоровья. К техническим – грамотное отключение/включение оборудования, замки, ограждения и предупреждающие надписи, обеспечение качественной изоляции и заземления (зануления, выравнивания потенциалов) и регулярной их проверки, всевозможная защитная и оповещающая автоматика, а также чёткое дифференцирование помещений и территорий по степени той или иной опасности, а оборудования – по классу защиты: для определения допустимости эксплуатации определённых электроприборов в определённых местах.

В соответствии с ПУЭ и ПОТ все объекты нефте и газодобычи (как и любые помещения с проводящими полами, химически активными веществами или открытые для атмосферных воздействий площадки) относятся к особо опасным по степени поражения человека электрическим током. Многие их зоны являются также пожаро или взрывоопасными. Всё это требует принятия соответствующих мер, предписанных этими документами (низковольтное питание, повышенная частота проверок изоляции и заземления, герметичные светильники, искробезопасные цепи и так далее). Ведомственные дополнения изложены в ФНиП «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Они включают такие нюансы, как допустимость ручных аккумуляторных источников света вместо стационарных эвакуационных и аварийных, но необходимость питания стационарных от независимого источника, необходимость соответствующего

заключения экспертизы промышленной безопасности для продолжения эксплуатации любого устройства, в конструкцию которого были внесены изменения, наличие линейных разъединителей на каждом питающем вводе РУ для возможности ремонта его коммутационной аппаратуры со снятием напряжения и другие.

Заземление нефтяных скважин, используемого оборудования и строительных конструкций. Заземление является одним из основных технических средств обеспечения электробезопасности любого оборудования – как в отношении жизни или здоровья человека, так и для длительной качественной и бесперебойной работы самой техники. Соответственно, ему должно уделяться особое внимание на объектах повышенной опасности.

Вопросам заземления и зануления посвящены специальные разделы ПУЭ и ПОТ, а также более десятка пунктов ФНиП "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности". В частности, они требуют первого испытания заземления еще до пуска буровой установки, заземления и соединения друг с другом всех трубопроводов и эстакад – в начале, конце и через каждые (максимум) 300 метров, соединения всех электроустановок, механизмов, резервуаров и любых других металлических конструкций с отдельным заземлителем или общим контуром заземления – но отдельными проводниками, не допуская последовательного подключения или использования рабочих трубопроводов в качестве проводников или элементов заземлителя, независимого заземления корпусов насосов и их электродвигателей, даже расположенных на одной раме, соединение брони силового кабеля с кондуктором скважины или нижним фланцем колонной головки, обязательность заземления даже низковольтных КИП, ЩУ и рукавов подводных линий и многое другое.

Повышенное внимание к промышленной безопасности обусловлено большой актуальностью этих вопросов на сегодняшнем этапе развития технологий. Невозможность полностью исключить присутствие людей на

опасных объектах требует особой надёжности используемой на них техники, непрерывного и точного контроля её параметров и эксплуатационных характеристик. Строгое выполнение специально разработанных правил позволит свести к минимуму количество несчастных случаев даже на самом опасном производстве, предотвратить ремонтные простои и сбои в поставках сырья.

Пожаровзрывобезопасность

Главная задача при борьбе с пожарами - локализация, которая достигается путем ограничения времени истечения и объема вытекающего продукта. На площадке пункта сдачи нефти и сооружениях вспомогательного комплекса задействованы следующие виды пожаротушения: водяное, пенное и порошковое. Основными причинами пожара являются:

- несоблюдение работниками правил пожарной безопасности;
- безответственное, халатное или беспечное отношение работников к огню;
- неисправность электрической проводки, электроаппаратуры, электроустановок, неадаптированность импортных приборов к отечественной электросети;
- последствие взрыва при утечках или аварийных выбросах пожаро- и взрывоопасных сред;
- проведение электро- и газосварочных работ, электро- и газорезки металла, других технологических процессов, связанных с применением открытого пламени или искрообразованием;

Для локализации небольших загораний обслуживающий персонал до прибытия передвижных средств пожаротушения должен использовать первичные средства пожаротушения, находящиеся на пожарных щитах и в производственных помещениях.

В качестве первичных средств пожаротушения рекомендуется использовать: ручные огнетушители, полотна грубо шерстяные, асбестовые,

песок, пожарный инвентарь (лопаты, ведра, багры). Первичные средства пожаротушения размещаются вблизи мест наиболее вероятного их применения, на виду, в безопасном при пожаре месте, с обеспечением к ним свободного доступа.

На площадках устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения. Согласно Правилами пожарной безопасности в РК, тип пожарного щита для тушения пожара на технологических площадках - ЩП-В, на электроустановках – ЩП-Е.

5.3 Экологическая безопасность

Анализ существующей ситуации показывает, что нефтегазодобывающие, нефтеперерабатывающие и нефтехимические предприятия были и остаются существенными источниками экологической опасности для природной среды и населения. При этом экологический ущерб от их деятельности в большинстве случаев носит необратимый характер, последствия которого будет очень трудно исправить и, тем более, игнорировать в будущем. В российском законодательстве определено, что при возникновении отношений по добыче, переработке и транспортировке нефти и газа возникают экологические правоотношения или требования, которые включают две составляющие: право использовать природные ресурсы и право охраны окружающей среды. При этом экологические требования подразделяются на общие и специальные, последние направлены на отдельные виды хозяйственной деятельности. Следует отметить, что большинство специалистов в области права определяют экологическую безопасность как одну из функций государственных органов. Однако большинство других специалистов называет данную функцию охраной окружающей природной среды, что определяется наличием у государства относительно самостоятельной общей цели по охране окружающей среды. Для обеспечения экологической безопасности все компании работающие на

территории РК обязаны придерживаться следующих основополагающих принципов своей работы. К таким принципам можно отнести:

- внедрение в свою деятельность передовых научных разработок и технологий;
- осуществление мероприятий по предупреждению воздействий на окружающую среду;
- достижение уровня экологической безопасности, соответствующего наилучшей мировой практике;
- сокращение выбросов и сбросов загрязняющих веществ; – снижение негативного воздействия на окружающую среду за счет повышения надежности технологического оборудования;
- внедрение современных информационных технологий и методов технической диагностики;
- информирование общественности по вопросам деятельности компаний в области экологической безопасности;
- соблюдение требований природоохранного законодательства РК; – взаимодействие с органами государственной власти.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении «Х» в процессе скребкования с использованием технологии азота будут эксплуатироваться скважины и технологические линии с возможными чрезвычайными ситуациями, представленными в таблице 15.

Таблица 15 – Возможные чрезвычайные ситуации

№	Возможные чрезвычайные ситуации	Воздействие их последствий на окружающую среду и сотрудников
1	Выброс сероводорода при негерметичности соединений и фланцев.	Высокая опасность токсического отравления для сотрудников предприятия. Высокая опасность возникновения пожара с возможным ущербом инфраструктуре.
2	Разливы нефти.	Нанесение значительного вреда окружающей среде и биосфере.
3	Замораживание линии подачи азота. Причиной является несоблюдение оператором азотной установки температурного режима азота на выходе из азотной установки	- Потенциальная потеря целостности трубопровода и как следствие неконтролируемый выброс давления в атмосферу; - Поломка оборудования.
4	При стравливании давления азота из ВЛ существует опасность замерзания линии и тушения факела.	- Выброс несожженных сероводорода и попутных газов в атмосферу и как следствие потенциальное отравление работников; .- Временный простой оборудования ввиду устранения данной аварии.
5	Выброс остаточного давления при открытии КЗС до начала скребкования и КПС по окончанию скребкования.	- Неконтролируемый выброс давления в атмосферу; - поражение людей сероводородом; - загазованность территории;
6	Трещина в теле сосуда, подводящих и отводных линиях.	- Выброс газа и разлив нефти; - загазованность территории; - отравление газом, облив нефтью.

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией в процессе скребкования азотом может быть внеплановое затухание факела при стравливании остаточного давления из выкидной линии. Результатом будет являться неконтролируемый выброс остаточного сероводорода, что в свою очередь может привести к отравлению персонала. Кроме того вместе с сероводородом возможен выброс попутного природного газа который при перемешивании с воздухом образует взрывоопасную газо-воздушную смесь, которая с легкостью взрывается при наличии малейшей искры.

Для предотвращения непланового затухания факела оперативному персоналу необходимо очень медленно открывать дренажный клапан и попутно обеспечить подачу в КПС топливного газа из соседней камеры.

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

Выводы

В ходе проделанной работы были оценены вредные и опасные факторы, влияющие на здоровье и состояние персонала. Выполнение всех требований мер безопасности, а также мер по предупреждению опасных воздействий на данном производстве, будет помогать избегать влияния вредных и опасных факторов на жизнь людей и природу.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Текущая экономическая ситуация в нефтегазовой промышленности бросает вызов нам как специалистам к поиску наиболее грамотных технологических решений по увеличению эффективности разработки и добычи месторождений нефти и газа.

В данной работе был проведен анализ и обоснование применения текущих методов борьбы с парафинами на нефтяном месторождении «Х». Также был рассмотрен поиск наиболее технически грамотного решения по сокращению эксплуатационных расходов в процессе борьбы с парафинами в условиях месторождения «Х» (Казахстан). Кроме того была рассмотрена технологическая и экономическая выгода внедрения технологии скребкования азотом, на примере расчета необходимых материалов и оборудования для проведения скребкования одной из выкидных линий месторождения «Х».

Для условий месторождения «Х» с учетом большого количества скважин, осложненных парафиноотложениями, рекомендуется проведение промывок скважин горячей нефтью, проведение регулярной механической очистки путем скребкования с использованием ТГВД и дальнейшая эксплуатация технологии скребкования азотом, что позволит существенно сократить эксплуатационные затраты на объекты добычи месторождения «Х».

На данный момент скребкование показало достаточно высокую технологическую эффективность использования на объектах нефтедобычи, в том числе и на «Х» месторождении. Имеющийся опыт применения данной реагентов показывает, что имеются предпосылки к увеличению технологической и экономической эффективности данной технологии в ближайшем будущем.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ:

1. Н. Нуршаханов, А. Т. Есенгелдин, А. Е. Галиева, М. Д. Сактаганова «Выполнение основных видов работ по квалификации оператор по добыче нефти и газа» // Астана. 2018.
2. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр". - 2000.
3. Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. Нефтяное хозяйство.- 2006.- №3.
4. Сорокин А.В., Табакаева Л.С. Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины. Бурение и нефть.-2009.-№2.
5. Yao Cheng, Gao Jun. J. / Nanjing Norm.Univ.Eng.And Technol. 2004. 4
6. Биккулов А.З., Валитова О.Ю. К механизму парафиноотложения// Материалы Второго Межд. симп. "Наука и технология углеводородных дисперсных систем". - Уфа: Реактив, 2000. - Т.2.
7. Сорокин А.В., Хавкин А.Я. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах. Бурение и нефть.-2007.- №10
8. L.Kalfayan, Production Enhancement with Acid Stimulation, 2nd ed., Tulsa, OK:PennWell Corporation, 2008.
9. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. Владивосток: Дальнаука, 2011.
10. Эффективность применения устьевого блока подачи реагента для борьбы с отложениями асфальтосмолопарафиновых веществ на месторождениях верхнего Прикамья. Пермь: ООО Лукоил-Пермь, 2014.
11. Обзор существующих методов предупреждения и борьбы с парафиноотложениями в погружном оборудовании / Р.С. Камалетдинов // Инженерная практика: пилотный выпуск. Декабрь, 2009.

12. Основные проблемы разработки нефтяных месторождений, осложненной коррозией, отложениями парафина и солей на примере месторождений Тенгиз, Узень и Кашаган. / Б.Д. Елеманов // Москва. 2003.

13. Технический регламент Республики Казахстан. «Требования к безопасности строительства наземных и морских ПО, связанных с нефтяными операциями» / от 31.12.2008г. №1335.

14. Требования промышленной безопасности для опасных производственных для опасных производственных объектов нефтяной и газовой отраслей промышленности / от 30 декабря 2014г № 355

15. Закон Республики Казахстан о недрах и недропользовании №291-IV от 24.06.2010 г. (с изменениями и дополнениями на 28.04.2016 г.)