

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оценка эффективности применения методов борьбы с отложениями парафинов на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении (ХМАО)

УДК 622.276.72(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Авдалян Наири Андраникович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов Магеррам Али оглы	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения ООП

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

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ю. А. Максимова
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Авдалян Наири Андраникович

Тема работы:

Оценка эффективности применения методов борьбы с отложениями парафинов на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.04.2022 №118-11/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	21.06.2022
--	------------

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	1 Предпосылки возникновения парафиновых отложений при добыче нефти 2 Геолого-физическая характеристика месторождения 3 Оценка эффективности применения методов по борьбе с парафиновыми отложениями при добыче нефти на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5 Социальная ответственность
---	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Социальная ответственность	старший преподаватель, Авдеева И. И.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	профессор, д.э.н. н. Гасанов М.А.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:

Предпосылки возникновения парафиновых отложений при добыче нефти	старший преподаватель, Пулькина Наталья Эдуардовна
Геолого-физическая характеристика месторождения	старший преподаватель, Пулькина Наталья Эдуардовна
Оценка эффективности применения методов по борьбе с парафиновыми отложениями при добыче нефти на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении	старший преподаватель, Пулькина Наталья Эдуардовна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	старший преподаватель, Авдеева Ирина Ивановна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Авдалян Наири Андраникович		29.04.22

Реферат

Выпускная квалификационная работа 83 страниц, в том числе 8 рисунков, 15 таблиц. Список литературы включает 39 источников.

Ключевые слова: нефть, скважина, парафиновые отложения, эксплуатация скважинного оборудования, ингибиторы парафиноотложений, технологии защиты внутрискважинного оборудования.

Цель исследования – выбор и обоснование комплекса мероприятий для борьбы с парафиновыми отложениями на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе исследования были подробно рассмотрены условия, влияющие на образование парафиновых отложений в процессе добычи; приведена классификация современных технологий предупреждения парафиновых масс и методов депарафинизации с указанием их эффективности и недостатков. Проведен анализ современных методов предупреждения парафиноотложений и методов депарафинизации.

В результате исследования предложен комплекс мероприятий по эффективной борьбе с парафиновыми отложениями, образующимися при эксплуатации скважин на нефтегазоконденсатном Варьеганском месторождении.

Область применения: фонд добывающих скважин нефтегазового месторождения.

Прогнозируемый технический результат - предотвращение отложений парафинов на глубинно-насосном оборудовании и выхода из строя рабочих органов УЭЦН, предотвращение застывания нефти в трубопроводах при перекачке.

Потенциальный экономический эффект связан с повышением эффективности эксплуатации внутрискважинного оборудования за счет внедрения комплекса мероприятий по эффективной борьбе с парафиновыми отложениями, в результате прогнозируется повышение дебита скважин и увеличение пропускной способности спущенной подвески на

нефтедобывающих скважинах, манифольдов и трубопроводов, соответственно
увеличение объемов перекачиваемой нефти.

Обозначения, определения, сокращения, нормативные ссылки

НГКМ – нефтегазоконденсатное месторождение;

МОП – межоперационный период;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

УЭЦН – установка электрического центробежного насоса;

ЭЦН – электрический центробежный насос;

УДХ – установка дозирования химического реагента;

ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважин;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ПРС – подземный ремонт скважины;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ППО – проведение противопарафиновых обработок;

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ППО – проведение противопарафиновых обработок;

ВИНК – вертикально интегрированная компания;

ГКЛ – греющая кабельная линия;

УПН – установка подогрева нефти;

ТМПН – трансформатор маслонаполненный повышающий наземный

Оглавление

Реферат	6
Обозначения, определения, сокращения, нормативные ссылки	8
Введение	10
1 Предпосылки возникновения парафиновых отложений при добыче нефти ...	12
1.1 Состав и свойства парафиновых отложений	12
1.2 Механизм формирования парафиновых отложений	15
1.3 Факторы, влияющие на процесс образования парафиновых отложений..	19
2 Геолого-физическая характеристика месторождения	27
2.1 Общие сведения о месторождении	27
2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения	29
3 Оценка эффективности применения методов по борьбе с парафиновыми отложениями при добыче нефти месторождение	31
3.1 Обзор методов борьбы с АСПО.....	31
3.2 Методы борьбы с парафинами, применяемые на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении	40
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49
4.1 Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.....	49
4.2 Оценка экономического эффекта применения греющего кабеля на добывающих скважинах	51
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	57
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	57
5.2 Производственная безопасность.....	58
5.3 Экологическая безопасность.....	74
Вывод.....	77
Заключение.....	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	80

Введение

Проблема борьбы с отложениями при эксплуатации месторождений с высоким содержанием парафина продолжает оставаться одной из самых актуальных проблем как в нефтяной отрасли в целом, так и в ОАО «Варьеганнефть» в частности.

В этой связи круг вопросов, требующих изучения, оказался весьма обширным. Этому способствовали и специфические условия разработки и эксплуатации месторождений, а также физико-химические и реологические свойства нефтей.

Промысловая информация об условиях и характере парафинизации нефтепромыслового оборудования была недостаточна, а в ряде случаев противоречива.

Поэтому изучение проблемы было начато с анализа имеющихся и применяемых способов борьбы с отложениями, а после этого эффективного поиска других направлений и методов в этой области.

Испытывались лабораторно и внедрялись в производство множество различных реагентов, как специально изготовленных, так и отходов производства других отраслей промышленности. Применялись различные покрытия нефтепромыслового оборудования, призванные не допускать налипания и скопления отложений парафина. Внедрялось принципиально новое в нефтяной отрасли технологическое оборудование. Шли поиски практичных приборов контроля и средств наблюдения за динамикой отложений.

Совершенствовались традиционно применяемые методы борьбы с отложениями парафина. Надо отметить, что исследования велись, в том числе и на молекулярном уровне с поиском закономерностей и различных зависимостей. Настоящая работа посвящена изучению вопросов о механизме парафинизации промыслового оборудования и борьбе с отложениями при эксплуатации Варьеганского месторождения.

Актуальность работы:

Возможность использования комплексных подходов по борьбе с парафиновыми отложениями при эффективной эксплуатации скважин на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения комплексного подхода к борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

проанализировать условия, влияющие на образование парафиновых отложений в процессе добычи;

проанализировать современные технологии борьбы с парафиновыми отложениями в процессе добычи;

представить комплекс мероприятий по эффективной борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на нефтегазовом Варьеганском месторождении.

Практическая значимость данной работы обусловлена возможностью совершенствования дальнейшей более продуктивной эксплуатации скважин посредством комбинирования технологий предупреждения парафиноотложений и депарафинизации, и чем эффективнее комплекс мероприятий, тем более производительной и менее затратной становится добыча, а также уменьшается межремонтный период на месторождении.

1 Предпосылки возникновения парафиновых отложений при добыче нефти

1.1 Состав и свойства парафиновых отложений

Для эффективной борьбы с парафиновыми отложениями важно установить основные термодинамические параметры скважинного потока в зависимости от производительности и обводненности продукции скважины, интенсивность и глубину отложения, и состав отложений парафина, температуру его плавления.

Парафин – (от лат. *parum* «мало» + *affinis* «родственный») — воскоподобная смесь предельных углеводородов (алканов), твердых при нормальных условиях, C16 - C35 атомов углерода в молекуле преимущественно нормального строения. Открыт в 1830 году Карлом фон Райхенбахом - химик, геолог, промышленник, естествоиспытатель, философ, барон. Состоял в Прусской академии наук.

Отложения парафина могут находиться в жидкой, твердой или мелкокристаллической форме (церезин). Зависит от концентраций лёгких и тяжелых углеводородов. Парафин растворяется в насыщенных углеводородах – гептане, пентане, гексановой фракции [1].

Температура плавления — от 45°C до 65°C;

Температура закипания — свыше 370°C

Температура вспышки 205-242°C

Плотность — 0,878-0,920 г/см³ (15 °C);

Парафиновые отложения в сырой нефти в условиях её добычи и транспортировки практически не диспергируются и не растворяются повторно.

Нефть в продуктивных пластах Варьеганского месторождения имеет большое содержание асфальтенов (более 3 %) при относительно небольшом содержании смол (1,27 – 2,8 %). При данных условиях наблюдается малая агрегативная стабильность нефти. При изменении термобарических условий происходит нарушение стабильности, это приводит к образованию парафина и формированию парафиновых масс при подъеме нефти по стволу скважины.

Асфальтены выделяющиеся из нефти, скрystalлизуются с парафинами и смолами, таким образом, создавая отложения в насосно-компрессорных трубах добывающих скважин. Содержание парафина в нефти примерно 3,71 %, его температура насыщения нефти равна 13-15 °С. Парафин, выделенный из нефти Варьеганского месторождения, имеет температуру плавления 40-50 °С и химическую формулу $C_{21,3}H_{44,6} - C_{27,4}H_{56,8}$.

Так, при снижении температуры нефти сначала кристаллизуются более тугоплавкие углеводороды, а в дальнейшем, при массовой кристаллизации, - менее тугоплавкие. Таким образом, в зависимости от условий состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов.

Характерной особенностью процесса является неравномерное распределение парафинов массе отложений по сечению слоя. Наибольшее количество парафина содержится в слое, непосредственно прилегающем к стенке. Это указывает на то, что по мере накопления отложений во внутренних слоях происходит перекристаллизация парафинов.

Отложения уплотняются, и жидкая фаза вытесняется.

Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси.

Наряду с твердыми углеводородами метанового ряда в нефтях могут находиться вещества, способные к кристаллизации, имеющие одновременно с нормальными и изопарафиновыми цепями. Эти углеводороды входят в состав церезинов.

Церезины—это высокоплавкие углеводороды, по составу и свойствам значительно отличаются от парафинов. Температура плавления парафинов 45—54.°С, церезинов 65—88°С. Парафины легко кристаллизуются в виде пластинок и пластинчатых лент; церезины имеют мелкоигольчатую структуру и кристаллизуются с трудом, температура кипения парафинов не более 550 °С, церезинов—выше 600 °С и т. д. Церезины обладают большей химической активностью.

Температура плавления парафина, выпадающего из нефтей залежей Западной Сибири, высокая. Гомологический состав парафина Северо-Варьганского месторождения представлен на рисунке 1.

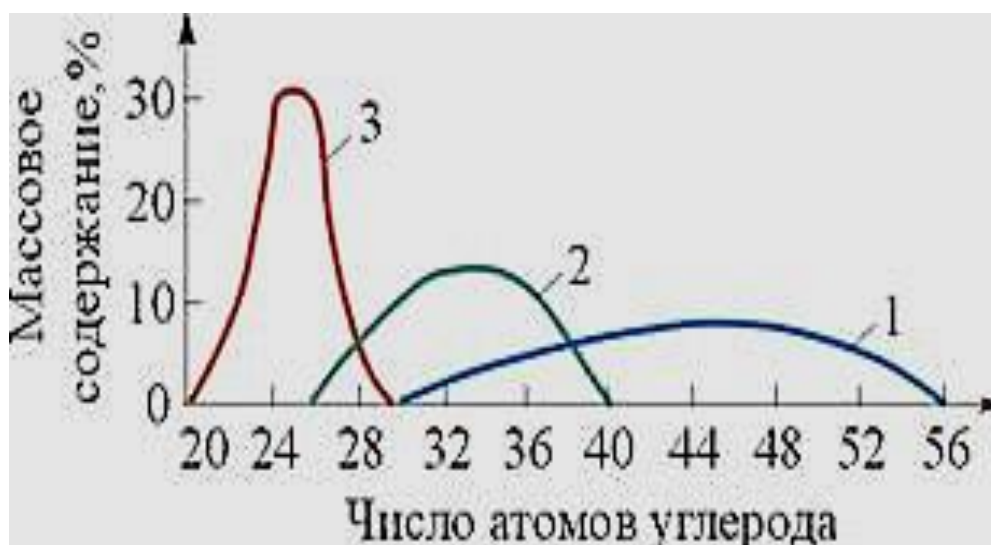


Рисунок 1 – Гомологический состав парафина Северо-Варьганского месторождения

1 – церезины, 2 – парафины из отложений, 3 – парафины в нефти.

Состав АСПО некоторых скважин Северо-Варьганского месторождения представлен в таблице 1.

Таблица 1– Состав парафиновых отложений

Компоненты	Массовые доли компонентов по скважинам, %			
	1	2	3	4
Смолы	2.33	1.55	3.53	2.47
Асфальтены	2.19	3.96	5.49	2.3
Парафин	23.82	25.54	55.29	30.57
Церезины	5.0	11.0	34.0	25.0

Большое количество глинистого материала в АСПО свидетельствует о значительном числе твердых частиц породы, выносимых из пласта и являющихся центрами кристаллизации парафинов. Содержание церезинов в составе АСПО может быть преобладающим. Например, в одной из добывающих скважин Южно-Сургутского месторождения (АО Юганскнефтегаз) 70.5 % массы отобранного осадка составляли церезины.

При анализах нефтей обычно оценивают общее содержание твердых парафиновых углеводородов, не разделяя их на парафины и церезины.

Итак, состояние парафинов в нефти зависит от температуры и давления.

Дебит скважины, тип отложений и МОП являются главными технологическими критериями, которые определяют потенциальную эффективность и применимость тех или других методов борьбы с парафиноотложениями.

1.2 Механизм формирования парафиновых отложений

Парафины, отлагающиеся на стенках трубопроводов, представляют собой смесь твердых парафиновых углеводородов состава $C_{17}H_{36}$ - $C_{36}H_{74}$ и гибридных углеводородов (церезинов алкано-нафтенового строения состава $C_{36}H_{74}$ - $C_{71}H_{144}$). Технический парафин представляет из себя смесь парафинов (10-75 %), смол (10-30 %), асфальтенов (2-5 %), связанной нефти (до 60 %).

Твердые метановые углеводороды, парафины, присутствуют практически во всех нефтях; их содержание может колебаться от следов до 20-28 % и иногда их влияние на технологию и технику добычи, сбора и транспорта, подготовку и переработку нефти может быть решающим. Они хорошо растворяются в нефти только при повышенной (40 °С и более) температуре. Так как пластовая температура нефтяной залежи в большинстве случаев выше 40 °С, то парафины в пластовых условиях образуют в нефти гомогенный раствор.

При извлечении нефти, то есть при снижении давления, температуры и ее разгазировании, растворяющая способность нефти по отношению к парафинам уменьшается. Это приводит к пресыщению нефти парафином и переходу его части в кристаллическое состояние. Но этот переход может осуществиться только на какой-то поверхности. Центрами кристаллизации служат выступы, шероховатости поверхности труб и механические взвеси в потоке нефти.

В результате охлаждения нефти под воздействием более холодной окружающей среды в тонком пристенном слое возникает радиальный температурный градиент. Существование радиального температурного градиента приводит к образованию градиента концентрации растворенного парафина. За счет этого происходит движение растворенных частиц парафина к

стенке трубы под действием молекулярной диффузии. По достижении частицами парафина стенки трубы или границы твердых отложений происходит их кристаллизация и выделение из раствора. Если температура в пристенном слое ниже уровня, при котором парафин начинает выпадать из нефти, то и в потоке нефти будут содержаться кристаллы парафина, а жидкая фаза будет находиться в состоянии термодинамического равновесия с твердой фазой.

Под действием градиента концентрации взвешенных частиц броуновское движение приводит к поперечному переносу вещества. При давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и понижение температуры нефтегазового потока.

С уменьшением температуры масса кристаллов парафина, взвешенных в нефти, увеличивается, а количество растворенного парафина уменьшается. Кристаллы парафина и их скопления, возникшие непосредственно на внутренней поверхности труб, и образуют парафиновые отложения, а образовавшиеся в объеме нефти в формировании отложений практически не участвуют.

Необходимыми условиями образования отложений парафинов являются:
присутствие в нефти достаточного количества высокомолекулярных углеводородов парафинового ряда;

снижение температуры потока нефти до значений, при которых возможно выделение из нефти твердой парафиновой фазы. Необходимые температурные условия возникают, прежде всего, на внутренней стенке трубы;

достаточно прочное сцепление парафиновых отложений с поверхностью трубопровода, исключающее возможность смыва отложений потоком нефти.

Кроме того, на отложение парафина влияет еще ряд факторов:

Перепад температур: с увеличением разницы между температурами окружающей среды и потока нефти количество отлагающегося парафина пропорционально возрастает.

Давление и газовый фактор: при давлениях выше давления насыщения температура начала выпадения парафинов возрастает с увеличением давления. Если давление ниже давления насыщения, то при снижении давления наблюдается рост температуры начала кристаллизации, что объясняется увеличением объема выделяющегося газа, который существенно влияет на растворимость парафина в нефти и температуру (понижается) нефтегазового потока.

Скорость течения потока: интенсивность накопления отложений парафина сначала растет с увеличением скорости потока вследствие увеличения массопереноса, а затем - снижается. Такой характер зависимости обусловлен факторами, определяющими динамическое равновесие между механическими свойствами отложившегося парафина и гидродинамическими характеристиками потока нефти. При высоких скоростях течения поток смывает отложившийся парафин со стенок труб, что объясняется превышением сил касательных напряжений над силами сцепления между частицами парафина и поверхностью трубы.

Свойства поверхности: на начальной стадии интенсивность отложений парафина зависит от свойств поверхности трубопровода, так как шероховатость при интенсивном турбулентном перемешивании интенсифицирует перемешивание, а, следовательно, выделение газа и парафина. Однако после образования слоя парафина скорость отложения уже не зависит от чистоты обработки поверхности. От характеристик поверхности зависит прочность сцепления парафиновых отложений с поверхностью. С увеличением чистоты обработки поверхности сцепление ослабевает, и смыв парафиновых отложений будет происходить при меньших скоростях потока нефти.

Обводненность продукции: с увеличением доли воды в потоке интенсивность отложения парафина уменьшается по двум причинам: а) из-за

увеличения суммарной теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, что приводит к снижению отложений парафина; б) из-за изменения характера смачиваемой поверхности.

Асфальтосмолистые вещества: образование плотных, трудноудаляемых с поверхности парафинистых отложений происходит в нефти только при наличии в нефти асфальтосмолистых веществ. В их присутствии поверхность имеет развитую шероховатость. При отсутствии - поверхность становится идеально гладкой, а поверхность представляет собой слой с рыхлой структурой и низкими механическими характеристиками. Иными словами, парафин - основной материал отложений, а смолы обладают цементирующими свойствами. Установлено, что чем больше смол находится в нефти, тем более плотные отложения образуются на поверхности.

Компонентный состав нефти: от него зависит растворяющая способность нефти относительно парафина - чем больше выход светлых фракций (выкипающих до 35 °С), тем больше выпадет парафина, чем тяжелее нефть, тем она хуже растворяет парафин, тем интенсивнее будет выпадать из нее парафин.

Плотность нефти: чем тяжелее нефть, тем хуже она растворяет парафин, то есть тем интенсивнее будут выпадать из такой нефти парафины.

Влияние времени: с течением времени количество отложившегося парафина возрастает. Наибольшая интенсивность наблюдается в начале процесса, а затем скорость роста отложений парафина снижается из-за уменьшения теплоотдачи от нефти во внешнюю среду вследствие увеличения отложившегося слоя парафина.

Из-за выпадения парафина:

- увеличиваются гидравлические сопротивления, снижается пропускная способность трубопровода вплоть до полного перекрытия сечения трубопровода;

- меняются реологические свойства нефти вплоть до потери текучести;

- микрокристаллы парафина, кристаллизуясь на границе раздела «нефть-вода», стабилизируют эмульсию, в результате чего для ее разрушения необходимы повышенная температура и деэмульгаторы.

В газопроводных сетях при наличии в транспортируемом газе влаги и при определенных условиях возможно образование газогидратных отложений, также отрицательно влияющих на пропускную способность газопроводов.

Как отложения парафинов и гидратов, так и борьба с этими отложениями увеличивают механические и температурные нагрузки на стенку трубопровода, что, в свою очередь, приводит к интенсификации механохимической коррозии, снижению ресурса и повышению вероятности повреждения трубопровода. С целью своевременного предупреждения парафино-, гидратообразования и борьбы с этими негативными явлениями необходимо иметь своевременную и точную информацию об отложениях и закупорках, возникающих из-за их влияния на трубопроводную систему.

Таким образом, вопросы определения величины отложения парафина, гидратов на стенках, определения места закупорок полного или неполного сечения трубопровода являются весьма актуальными проблемами и требуют безотлагательного, своевременного и качественного решения.

1.3 Факторы, влияющие на процесс образования парафиновых отложений

Существует значительное количество научных исследований, посвященных механизму формирования парафиновых отложений в скважинах. Наиболее крупными из них, оказавшими влияние на практическое решение проблем борьбы с парафинообразованием, явились работы П.П. Галонского, С.Ф. Люшина, Н.Н. Репина, В.А. Рассказова, В.П. Тронова.

Исследования ученых и практиков позволили к настоящему времени выделить следующие факторы, влияющие на парафинообразование [15]:

- 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 ее компонентов;

- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объемов фаз.

В скважине перечисленные факторы меняются непрерывно от забоя до устья, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

Исследователями установлены некоторые закономерности образования парафиновых отложений в скважинах при следующих условиях.

Забойное давление больше давления насыщения. В стволе скважины от забоя до области, где давление становится равным давлению насыщения, сохраняется равновесное состояние системы и происходит движение только жидкости. Далее равновесие нарушается, увеличивается объем газовой фазы, жидкая фаза становится нестабильной, что приводит к выделению из нее парафина.

Таким образом, место выделения парафина может находиться на различной глубине и зависит от режима работы скважины.

Забойное давление меньше давления насыщения.

При этом условии нарушение равновесного состояния происходит в пласте и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в стволе скважины, начиная от забоя. Парафинообразование усиливается при снижении забойного давления и температуры до критических значений.

В подъемной колонне образуются две зоны. Первая — выкидная часть насоса: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. В этом интервале движется жидкость. Вторая — зона снижения давления до давления насыщения и ниже, здесь начинается интенсивное выделение парафина.

Итак, основными условиями, способствующими парафинообразованию, являются: снижение давления и температуры, а также разгазирование нефти.

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака насосно-компрессорных труб равным давлению насыщения, выпадение парафина следует ожидать в подъемном лифте.

Поскольку для нормального процесса нефтеотдачи проблему представляет не сам факт выпадения парафина из нефти, а его накопление на элементах оборудования и труб, то следует рассмотреть некоторые условия образования и накопления парафиновых отложений до критических значений.

К настоящему времени исследователями отмечены следующие факторы, способствующие выделившемуся из нефти парафину образовывать отложения или пробки в скважинах:

адсорбционные процессы, происходящие на границе твердое тело (металл) — парафин и заключающиеся в природных свойствах парафиновых отложений, в состав которых входят смолистые вещества;

наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, механических примесей, привнесенных с поверхности при технологических операциях, продуктов коррозии металлов и т.д.

Отложение парафиновых масс на внутренней поверхности металлов стенок труб заключается в возникновении и дальнейшем росте кристаллов парафина на поверхности, контактирующей с нефтью (в пристеночном объеме жидкости), а далее на образовавшейся смоло-парафиновой подкладке (рисунок 2). Появление песка в нефти и других механических примесей, так и появление воды, не может существенно изменить механизм формирования парафина.

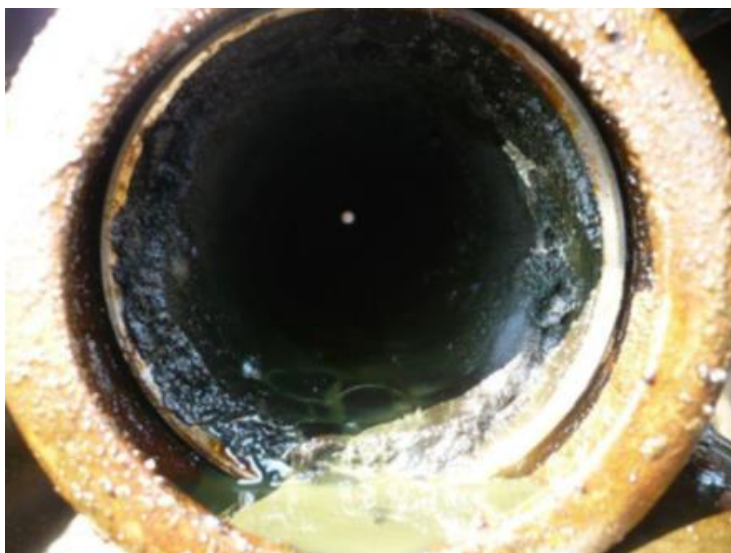


Рисунок 2 – Смолопарафиновая прокладка на внутренней стенке насосно-компрессорных труб

В ходе охлаждения нефти под действием холодной окружающей среды в тонком пристенном слое создается радиальный перепад температуры. Наличие радиального температурного градиента провоцирует образование градиента концентрации растворенного парафина. Благодаря этому к стенке трубы под действием молекулярной диффузии происходит движение растворенных частиц парафина. При достижении частицами парафина стенки металла или границ твердых отложений происходит кристаллизация частиц и выделение из раствора.

Главное условие образования отложений парафина: температура добываемого флюида у стенки скважины должна быть ниже температуры насыщения нефти парафином ($T_{\text{стенки скв.}} < T_{\text{насыщения нефти парафином}}$). Оптимальное условие образования отложений парафина: радиальный отрицательный температурный градиент ($\partial T / \partial r < 0$).

Факторы, воздействующие на отложение парафина:

Перепад температуры: при увеличении разницы между потоком нефти и температурой стенки трубы (линейной или НКТ) количество откладывающегося парафина пропорционально возрастает.

Давление и газовый фактор: температура начала выпадения парафина растет с увеличением давления, при давлении выше давления насыщения.

Когда в линии давление ниже давления насыщения нефти газом, то жидкая фаза становится менее стабильной в отношении парафина, это и образует парафиновые пробки в линии.

Скорость течения: скорость накопления отложений парафина растет при увеличении скорости потока нефти, отсюда, увеличения массопереноса, достигается максимум и при определенной скорости идет на уменьшение. С увеличением скорости нефть больше удерживает кристаллы парафина во взвешенном состоянии и увеличивается возможность смыва отложившегося парафина из-за превосходства силы касательного напряжения над силой сцепления между частицами парафина и поверхностью металла.

Свойства поверхности: от характеристик металлической поверхности зависит крепкое сцепление отложение парафина на поверхности. При одинаковых условиях скорость образования парафина на поверхности различных материалов зависит от степени полярности. Малой степенью адгезии к кристаллам парафина имеют материалы, обладающие высокой полярностью (гидрофильностью). Самая низкая интенсивность развития парафина у стекла, а самая высокая - у полиэтилена, это объясняется аналогией строения предельных полиэтилена и углеводородов нормального ряда, к которым относятся компоненты нефтяного парафина. Качественная обработка металлической поверхности не препятствует образованию на ней отложений парафина.

Только на начальном этапе образования кристаллов парафина обнаруживается влияние качественной обработки металлических поверхностей, так как шероховатость при хорошем турбулентном режиме интенсифицирует перемешивание и выделение газа с парафином. После формирования слоя парафиновых отложений небольшой толщины (с течением времени), интенсивность накопления парафина уже не зависит от качества обработки поверхности. При увеличении интенсивности чистоты обработки поверхности материала и его полярности сцепление слабеет, и отмывание парафина будет происходить при небольших скоростях потока флюида.

Обводненность скважинной продукции: при увеличении процента обводненности в потоке скважины интенсивность парафиновых отложений снижается по причинам:

увеличения площади контакта стенки трубопровода с водой и изменения характера смачиваемости;

при увеличении общей теплоемкости (теплоемкость воды выше, чем теплоемкость нефти) температура потока повышается, благодаря этому происходит уменьшение отложений парафина;

из-за снижения процента содержания нефти в добываемой продукции скважины.

Компонентный состав нефти: чем выше выпадение светлых фракций (выкипающих до 350 °С), тем больше емкость нефти по отношению к парафину. Доказано, что нефти с высоким содержанием углеводородов нафтенового и ароматического рядов меньше подчиняются отложениям стабильных парафиновых масс, чем нефти, в составе которых преобладают соединения парафинового или метанового рядов, и даже при небольшом содержании в себе высокомолекулярных соединений формируют плотные массы парафина.

Плотность и вязкость нефти: легкая и маловязкая нефть с богатым составом легких фракций, выкипающих до 300° С, содействуют более интенсивному отложению кристаллов парафина в сравнении с нефтью, имеющей большую вязкость и плотность. Объясняется это тем, что растворяющая способность нефти, в которой при одинаковых температурных условиях содержится больше легких фракций, выше, чем у тяжелой нефти, понижая ее, она оказывает влияние на температуру массовой кристаллизации парафиновых отложений.

Время: количество отложившегося парафина с течением времени возрастает. Вначале процесса наблюдается наибольшая интенсивность образования, после чего рост отложений идет к снижению из-за уменьшения

теплоотдачи от нефти к внешней среде, вследствие увеличения толщины слоя отложившегося парафина

Влияние скорости движения газожидкостной смеси. Интенсивность образования АСПО во многом зависит от скорости течения жидкости. При ламинарном характере течения, то есть низких скоростях потока, формирование АСПО происходит достаточно медленно. С ростом скорости (при турбулизации потока) интенсивность отложений вначале возрастает.

Дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведет к уменьшению интенсивности отложения АСПО: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем объясняется резкое уменьшение отложений в интервале 0-50 м от устья скважины. При больших скоростях движения поток смеси охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс образования АСПО [5].

Влияние шероховатости стенок труб. Состояние поверхности труб влияет на образование отложений.

Микронеровности являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания кристаллов парафина к поверхности труб, блокирования их движения между выступами и впадинами поверхности. В случае, когда значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размером кристаллов парафина, либо меньше его, процесс образования отложений затруднен.

Влияние электризации. Процесс образования АСПО носит адсорбционный характер. Адсорбционные процессы сопровождаются возникновением двойного электрического слоя на поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком. При механическом нарушении равновесного состояния данного слоя на поверхности трубы или слоя парафина появляются некомпенсированные заряды статического электричества, то есть

происходит электризация как поверхности трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию парафина к металлу [10].

2 Геолого-физическая характеристика месторождения

2.1 Общие сведения о месторождении

Варьеганское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на севере Тюменской области. Относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Было открыто в 1968 г. Введено в эксплуатацию в 1974 г. Промышленное разбуривание запущено в 1976 г. Его разработкой занимается ОАО «Варьеганнефть». Месторождение относится к распределенному фонду недр.

Варьеганнефть, дочернее предприятие РуссНефти, входящей в группу САФМАР М. Гучериева, в октябре 2020 г. возобновила бурение на месторождениях Варьеганского нефтяного блока.

Эксплуатационное бурение на Варьеганском нефтяном блоке было приостановлено, в связи с ограничением добычи по новому соглашению ОПЕК+.

В связи с ростом цены реализации нефти на мировых рынках, варьеганскими нефтяниками было принято решение о возобновлении эксплуатационного бурения, а также реконструкции скважин методом зарезке бокового ствола (ЗБС) с 1 октября 2020 г.

Бурение новых скважин и реализация программы по ЗБС на данном лицензионном участке недр согласно бизнес плана не предусмотрено.

На сегодняшний день накопленная добыча нефти с начала разработки составляет 16,8 млн т, эксплуатационный нефтяной фонд насчитывает 159 скважин.

Бурение новых скважин и реализация программы по ЗБС на этом лицензионном участке недр позволят предприятию обеспечить стабильный рост уровня добычи нефти.

Всего в 2022 г. РуссНефть планирует ввод 24 новых скважин и 12 скважин после ЗБС.

Реализация этих мероприятий обеспечит компании прирост добычи в объеме 195,9 тыс. т. Данные шаги позволят стабилизировать уровни добычи по блоку в 2021 г. и обеспечат уверенный рост показателей добычи в 2022 г.

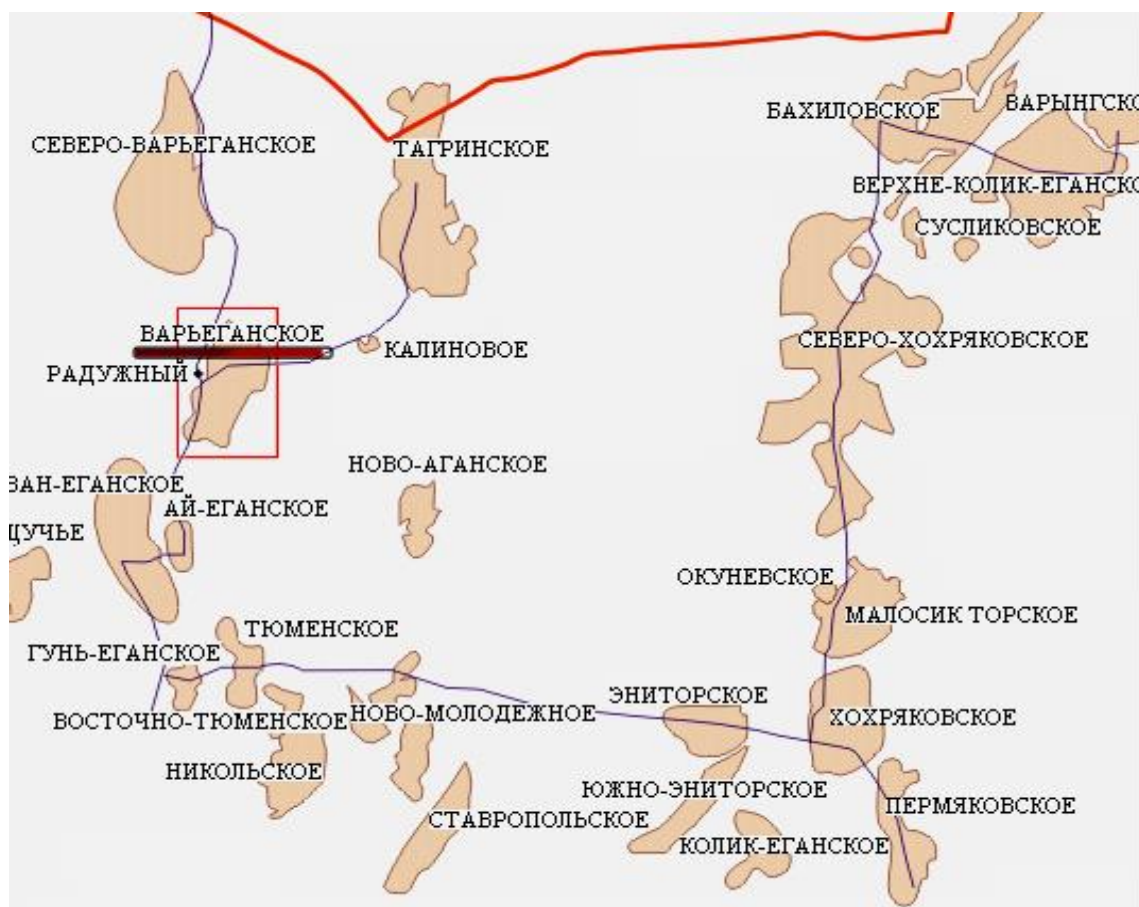


Рисунок 3 – Географическое положение Варьеганского месторождения

Площадь представляет собой платообразную возвышенную слаборасчлененную равнину. Абсолютные отметки рельефа колеблются от 66 до 77 м в южной части и от 72 до 87 м в северной части.

Приурочено к локальному поднятию меридионального простирания, в пределах южной части Варьеганского вала.

Предприятие ведет разработку шести месторождений в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах: Варьеганское, Ново-Аганское, Валюнинское, Тагринское, Западно-Варьеганское; Южно-Ярайнерское, Северная часть Тагринского месторождения. В 2019 году предприятию удалось прирастить 5 865 тыс. тонн извлекаемых запасов нефти. Объем годовой добычи при этом составил 2,386 млн. тонн. Численность персонала предприятия составляет более 2300 человек.

2.2 Геолого-физическая характеристика месторождения

На месторождении в юрско-меловом разрезе выделено 19 продуктивных пластов: ЮВ2, ЮВ11, ЮВ21, БВ22 (ачимовский пласт), БВ10, БВ9, БВ28, БВ81, БВ80, БВ7, БВ6, БВ5, БВ4, БВ40, АВ7-8, АВ5-6, АВ4, ПК и сеноманский. По характеру насыщения установлено четыре газовых (АВ5-6, АВ4, ПК, сеноманский), четыре нефтяных (ЮВ2, БВ22, БВ40, БВ80), одна нефтегазовая (АВ7-8) и 10 нефтегазоконденсатных залежей (ЮВ12, ЮВ11, БВ10, БВ9, БВ82, БВ81, БВ7, БВ6, БВ5, БВ4).

Эффективные толщины продуктивных пластов Варьеганского месторождения определены на основании данных керна, ГДИС и полевой геофизики.

В качестве количественного примера значение α_{ps} составляет 0,35 для нефтенасыщенной части разреза и 0,23 для газонасыщенной части разреза.

Эффективные нефтегазонасыщенные толщины определялись для каждой из скважин, а продуктивная часть разреза включает слои, относящиеся к переходной зоне, средневзвешенные значения пористости, нефтенасыщенности и проницаемости.

Продуктивные пласты характеризуются четко выраженной зональной изменчивостью коллекторских свойств, причем лучшие свойства наблюдаются в северной части месторождения. Образования водохранилищ почти непрерывны, и редко бывают участки, где нет водохранилищ.

Количественные оценки фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и эффективных толщин приведены в соответствующих таблицах 2 и 3 [1].

Таблица 2 – Средние значения параметров пластов

Пласт	Общая мощность, м	Эффективная мощность, м	Песчанистость	Расчлененность	Начальное пластовое давление, МПа
БВ6	21	12,4	0,63	6,4	20,8
БВ7	19	11,5	0,65	7,2	20,9
БВ82	36	21,1	0,59	10,3	21,6
АВ2-3	34,9	15,7	0,45	6,2	17,6

Газ по всем залежам и поднятиям по своему составу является углеводородноазотным (содержание азота < 50%), с высоким содержанием этана, пропана и нормального бутана. По химическому составу подошвенные воды визейских отложений по трем поднятиям месторождения представляют рассолы, по классификации В.А. Сулина эти воды относятся к хлоркальциевому типу.

Степень минерализации и плотность в среднем по пробам изменяется незначительно, соответственно, на Варьеганском – 275,1 г/л и 1,178 г/см³, на Апалихинском – 272,7 г/л и 1,177 г/см³ и на Соколовском – 245,4 г/л и 1,161 г/см³ [1].

Таблица 3 – Свойства пластовой нефти

Наименование	Диапазон изменения	Средние значение
Давление насыщения, МПа	13,1-22,1	17,6
Газосодержание, м ³ /м ³	121,4-223,9	121,42
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	620-742	682
Вязкость пластовой нефти, Мегапаскаль *с ¹	0,63-0,91	0,91
Объемный коэффициент разгазирования, д.ед	1,237-1,437	1,237
Плотность нефти после дифференциального разгазирования, кг/м ³	841-850	846
Объемный коэффициент при однократном разгазировании, д.ед.	1,298-1,610	1,454
Плотность нефти после однократного разгазирования, кг/м ³	834-860	847

Оценка категоризации запасов каждой из залежей проводилась с учетом состояния достигнутой геолого-геофизической изученности месторождения.

3 Оценка эффективности применения методов по борьбе с парафиновыми отложениями при добыче нефти месторождение

3.1 Обзор методов борьбы с АСПО

В настоящее время большое внимание уделяется одной из самых актуальных проблем в нефтедобыче - образование парафиновых масс на внутренних поверхностях стенок насосно-компрессорных труб, рабочих органов УЭЦН при добыче нефти.

Особую важность данная проблема приобретает при разработке и в процессе эксплуатации месторождений Крайнего Севера, Западной и Восточной Сибири: низкие пластовые температуры, суровые климатические условия, наличие реликтовой зоны вечной мерзлоты благоприятствуют интенсивному отложению парафиновых масс в стволах нефтедобывающих скважин.

Существующие на сегодняшний день методы борьбы с парафиновыми отложениями имеют непостоянный эффект, так как в той или иной степени позволяют увеличить межремонтный период внутрискважинного оборудования, используемого на месторождении.

Борьба с АСПО предусматривает проведение работ по предупреждению образования отложений и их удалению.

Для предупреждения парафина применяют ингибиторы, основанные на адсорбционных процессах, которые происходят на границе раздела между твердой поверхностью и жидкой фазой.

Ингибиторы подразделяются:

модификаторы и депрессаторы

смачивающие (гидрофилизирующие);

моющие (детергентного действия) и диспергаторы

Существует несколько наиболее известных и активно применяемых в нефтедобывающей промышленности методов борьбы с АСПО. Но многообразие условий разработки месторождений и различие характеристик

добываемой продукции часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий. [15]

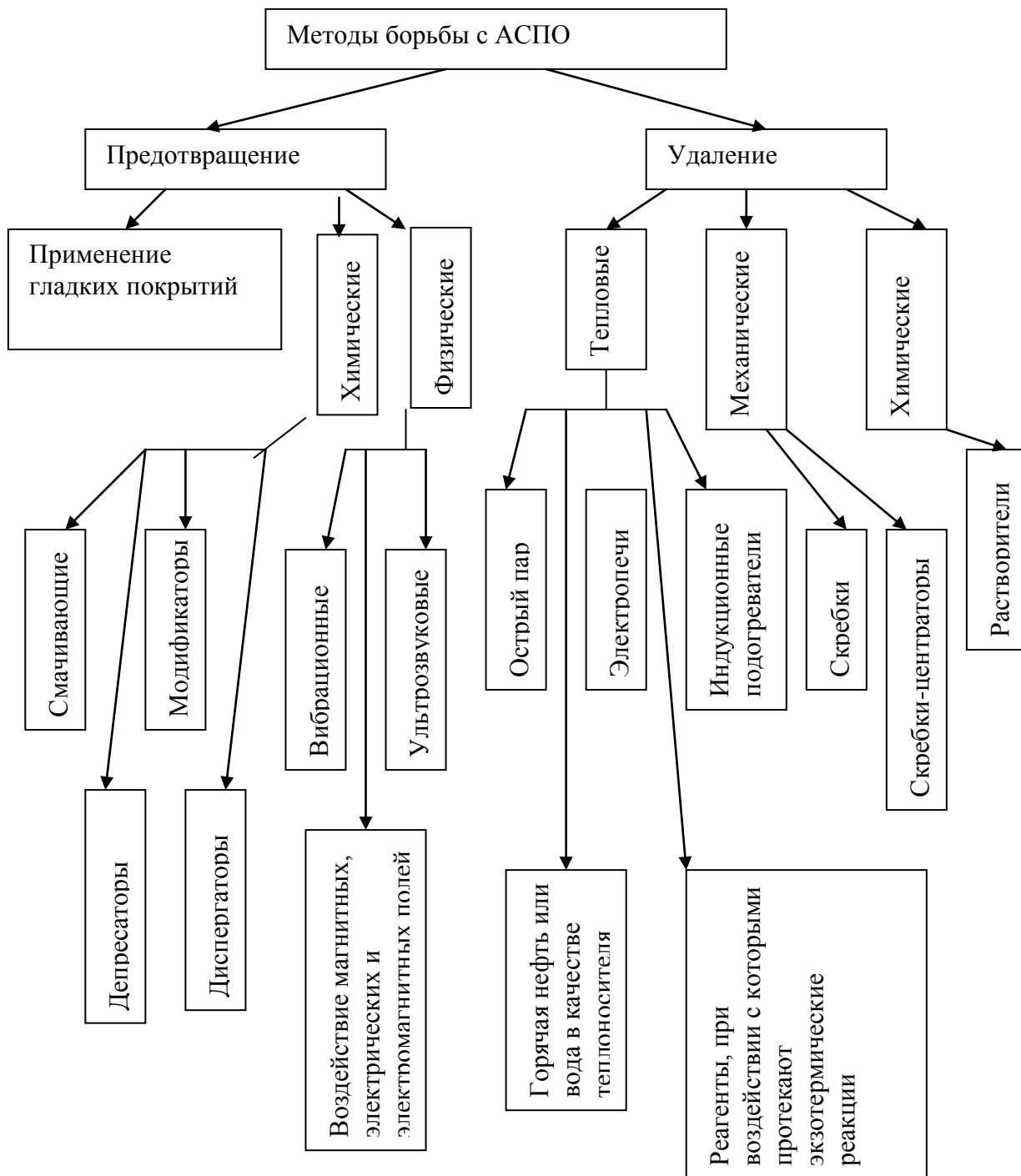


Рисунок 4 – Классификация методов борьбы с АСПО

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 между жидкой фазой и поверхностью металла трубы.

Химические реагенты подразделяются на смачивающие, модификаторы, депрессаторы и диспергаторы.

Смачивающие реагенты образуют на поверхности металла гидрофильную пленку, препятствующую адгезии кристаллов парафина к трубам, что создает условия для выноса их потоком жидкости. К ним относятся полиакриламид (ПАА), ИП-1;2;3, кислые органические фосфаты, силикаты щелочных металлов, водные растворы синтетических полимерных ПАВ.

Модификаторы взаимодействуют с молекулами парафина, препятствуя процессу укрупнения кристаллов. Это способствует поддержанию кристаллов во взвешенном состоянии в процессе их движения. Такими свойствами обладают атактический пропилен с молекулярной массой 2021-3000, низкомолекулярный полиизобутилен с молекулярной массой 8000-12021, алифатические сополимеры, сополимеры этилена и сложного эфира с двойной связью, тройной сополимер этилена с винилацетатом и винилпирролидоном, полимер с молекулярной массой 2500-3000.

Механизм действия депрессаторов заключается в адсорбции молекул на кристаллах парафина, что затрудняет их способность к агрегации и накоплению. К известным депрессаторам относятся «Парафлоу АзНИИ», алкилфенол ИПХ-9, «Дорад-1А», ВЭО-504 ТюмИИ, «Азолят-7».

Диспергаторы - химические реагенты, обеспечивающие образование тонкодисперсной системы, которая уносится потоком нефти, что препятствует отложению кристаллов парафина на стенках труб. К ним относятся соли металлов, соли высших синтетических жирных кислот, силикатно-сульфанольные растворы, сульфатированный щелочной лигнин.

Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;

защитой от солеотложений;

процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Разработан достаточно широкий ассортимент химических реагентов для борьбы с АСПО. В настоящее время применяются следующие марки реагентов:

бутилбензольная фракция (бутиленбензол, изопропилбензол, полиалкилбензолы). Предложен к использованию СевКавНИПИнефть;

толуольная фракция (толуол, изопентан, н-пентан, изопрен);

СНПХ-7р-1 - смесь парафиновых углеводородов нормального и изостроения, а также ароматических углеводородов (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);

СНПХ-7р-2 - углеводородная композиция, состоящая из легкой пиролизной смолы и гексановой фракции (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);

ХПП-003, 004, 007 (ЗАО «Когалымский завод химреагентов», г. Когалым);

МЛ-72 - смесь синтетических ПАВ;

реагенты типа СНПХ-7200, СНПХ-7400 - сложные смеси оксиалкилированных ПАВ и ароматических углеводородов (ОАО «НИИнефтехим», г. Казань);

реагент ИКБ-4, оказывающий комплексное воздействие на АСПО и коррозию металла труб (ИНХП, г. Уфа);

ИНПАР (Опытный завод «Нефтехим», г. Уфа);

СЭВА-28 - сополимер этилена с винилацетатом (ВНИИНП и ВНИИТнефть, г. Москва).

Кроме перечисленных реагентов в нефтегазодобыче используют также Урал-04/88, ДМ-51; 513; 655; 650, ДВ-02; 03, СД-1; 2, О-1, В-1, ХТ-48, МЛ-80, Прогалит ГМ20/40 и НМ20/40.

Наряду с высокой стоимостью, существенным недостатком химического метода является сложность подбора эффективного реагента, связанная с

постоянным изменением условий эксплуатации в процессе разработки месторождения.

Методы, относимые к физическим, основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на добываемую и транспортируемую продукцию.

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микроперемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб. [3]

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным физическим методам. Использование в нефтедобыче магнитных устройств для предотвращения парафиновых отложений началось в пятидесятые годы прошлого века, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, достаточно долго и стабильно работающие в условиях скважины. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на парафиновые отложения значительно возрос, что связано с появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов. В настоящее время около 30 различных организаций предлагает магнитные депарафинизаторы. [4]

Установлено, что под воздействием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа, находящихся при концентрации 10-100 г/т в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100-1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде

тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших, совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации после магнитной обработки обеспечивает, по мнению некоторых исследователей, газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважин. [4]

В нефтедобыче используют тепловые, химические и механические методы удаления парафиновых отложений. Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при температурах выше 500С и стекать с нагретой поверхности. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений, или необходимо вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины. В настоящее время используют технологии с применением:

- горячей нефти или воды в качестве теплоносителя;
- острого пара;
- электропечей наземного и скважинного исполнения;
- электродепарафинизаторов (индукционных подогревателей), осуществляющих подогрев нефти в скважине;
- реагентов, при взаимодействии которых протекают экзотермические реакции.

Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях (котельных установках передвижного типа) и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки. Обратная промывка более предпочтительна, так как при этом исключено образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке.

Недостатками данных методов являются их высокая энергоемкость, электро- и пожароопасность, ненадежность и низкая эффективность применяемых технологий.

Применение растворителей для удаления уже образовавшихся отложений является одним из наиболее известных и распространенных

интенсифицирующих методов в технологических процессах добычи, транспорта, хранения и переработки нефти. Однако и здесь проблема подбора растворителя в конкретных условиях весьма далека от своего разрешения. Как правило, подбор растворителей парафиновых отложений осуществляется эмпирически. Это связано с недостатком информации об их структуре и свойствах и малой изученностью механизма взаимодействия нефтяных дисперсных систем с растворителями.

Механические методы предполагают удаление уже образовавшихся отложений парафинов на НКТ. Для этой цели разработана целая гамма скребков различной конструкции.

По конструкции и принципу действия скребки подразделяют на:

пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способные очищать парафиновые отложения только при вращении. Для этого используют штанговращатели, подвешенные к головке балансира станка-качалки. Вращение колонны штанг и, следовательно, скребков происходит только при движении вниз. Таким путем скребок срезает отложения с поверхности НКТ;

спиральные, возвратно-поступательного действия;

«летающие», оснащенные ножами-крыльями, которые раскрываются при движении вверх, что обеспечивает им подъемную силу. Применяют, как правило, в искривленных скважинах.

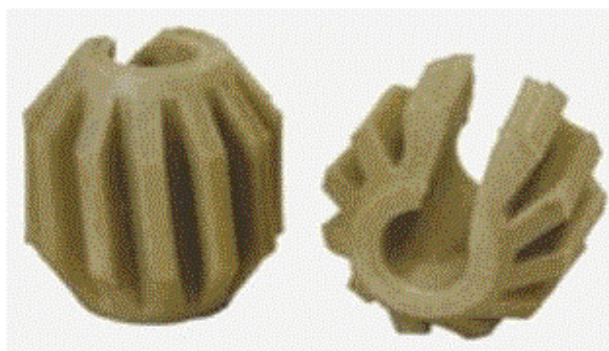
Использование такого метода борьбы с отложениями значительно осложняется тем, что для его применения часто необходима остановка работы скважины и предварительная подготовка поверхности труб (для некоторых видов скребков). Кроме того, возможно застревание скребков, обрыв их крепления и некоторые другие осложнения. [19]

В последние годы вместо металлических пластинчатых скребков на штангах укрепляют пластиковые скребки (рис. 5). Они одновременно играют роль центраторов. Есть информация, что при использовании скребков-центраторов протирается НКТ.



а) неподвижные скребки

"Канаросс"



б) скребки-центраторы

Альметьевского завода "Радиоприбор"

Рисунок 5 – Скребки- центраторы

Преимущества технологии: в методе не используют реагенты.

Недостатки технологии: возможен прихват скребка в стволе скважины (обрыв инструмента на забой).

Для выполнения технологии необходимо использования специализированного комплекса (передвижного агрегата или стационарного устьевого оборудования) оборудованного лебедкой для спускоподъемных операций скребка. [18]

Для удаления парафина из нефтедобывающих скважин в настоящее время используется скребкование на основе технологии ОАО «Варьганнефть» с использованием скребка фрезерного типа СФ-99. На валу скребка установлены режущие головки, которые приводятся в движение жидкостным потоком. Число и размеры режущих головок подбираются в зависимости от типа и диаметра насосно-компрессорных труб, а также толщины и протяженности интервала отложений.

Принципиальное устройство отображено на рисунке б и состоит из одной, двух или более секции с возможностью свободного вращения на валу (1) верхней (2) и нижней (3) очистных головок

Узел присоединения к тяговому органу выполнен с возможностью соединения с валом (1) непосредственно или через груз (10). В качестве тягового органа обычно используется проволока, но может быть применен

кабель или тросик. Вал в нижней части имеет обтекатель (4). Свободное вращение головок (2, 3) обеспечивается за счет гарантированного зазора между ними и валом (1) и подшипником (8). Зазор регулируется упорными втулками (5). Присоединение к тяговому органу, например, проволоке обычно осуществляется с помощью подвески (вертлюжка) (9).

Нижняя часть корпуса подвески (9) имеет выступ для взаимодействия с ловителем, например, в случае отсоединения или обрыва проволоки. Корпус подвески (9) может быть соединен с валом (1) через наконечник (7) с контргайкой (6) непосредственно с грузом (10), либо с грузом с подвижным соединением, обеспечивающим их взаимное осевое ограниченное перемещение и ограниченное изменение угла между их продольными осями, либо и тем, и другим способом. Во избежание падения фрезы на забой при обрыве проволоки, в нижней части насосно-компрессорных труб устанавливают «противополетное» кольцо.

Фреза спускается по НКТ вниз под действием собственного веса и поднимается вверх с помощью электрической лебедки. Восходящий поток скважинной продукции выполняет сразу две функции: обеспечивает вращение режущих головок; смывает удалившиеся отложения вверх.

Поскольку отложения отходят от стенок за счет вращения фрезы потоком, при использовании данной технологии скважина остается в работе.

Как метод предотвращения отложений следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали. При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоанное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее приводит к образованию стеклянных пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология нанесения стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до 700-

8000С, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьбы. [18]

3.2 Методы борьбы с парафинами, применяемые на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении

На промыслах ОАО «Варьеганнефть» были опробованы НКТ с покрытиями из бакелитового лака, бакелито-эпоксидной композиции, эпоксидного лака и стеклоэмали. Недостаточные термо- и морозостойкость эпоксидных смол являются сдерживающим фактором их широкого применения. С этих позиций лучшими могут считаться НКТ, футерованные стеклоэмалью. Прочность и адгезия эмали высоки. Сколы в процессе спускоподъемных операций и транспортировки не наблюдаются.

Большое сопротивление истиранию, низкие тепло- и электропроводность открывают большие перспективы внедрения труб со стеклоэмальевым покрытием в нефтедобывающей промышленности.

За время разработки ОАО «Варьеганнефть» пришлось столкнуться с, казалось бы, неразрешимыми проблемами, в том числе высоким содержанием парафина – до 26 процентов (температура застывания нефти при этом составляет всего 19⁰С).

По этой причине с начала разработки встал вопрос с транспортировкой нефти по нефтепроводу. За небольшой срок был подобран реагент flexoil, который значительно снижает температуру застывания, однако использование этого химиката существенно повышает себестоимость добываемой нефти. Кроме того, в нефтедобывающих скважинах парафин откладывается в стенках НКТ, в результате чего происходит закупоривание скважин.

Высокое газосодержание в нефти (до 400 м³/т) негативно сказывается на работе УЭЦН. Специально для условий месторождений разработаны установки УВВН, устойчиво работающие в условиях высокого содержания газа и нефти. Для обеспечения контроля за разработкой месторождений все скважины ОАО «Варьеганнефть» оборудованы новейшей системой телеметрии, используется подземная телемеханика.

Наиболее эффективный метод борьбы с парафиновыми и гидратоотложениями – нагревательно-кабельные линии (НКЛ), использование которых многократно увеличивает наработку на отказ подземного оборудования.

Предупреждение отложений гидратов и парафинов осуществляется путем прогрева жидкости в насосно-компрессорных трубах НКЛ в режиме стационарного включения, а их ликвидация – НКЛ в режиме ожидания. Защищен патентом на ПМ №52248, владелец ООО «СПО-АЛНАС».

Добыча нефти в условиях Варьеганского месторождения ведется фонтанным и механизированным способами с помощью установок электроцентробежных насосов.

Основными видами осложнений при добыче нефти являются образование и скопление парафиновых отложений, которые приводят к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок.

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин и нефтепромыслового оборудования, является парафин. На скважинах Варьеганского месторождения применяются механические, тепловые, а также превентивные методы борьбы с парафиноотложениями.

Применяемые методы депарафинизации скважин на месторождении, в целом, являются эффективными в борьбе с парафиновыми отложениями скважин, но не решают проблему их предупреждения, т.е. в скважине через определенное количество суток повторно образуются парафиновые отложения, соответственно не решается проблема увеличения МОП.

Необходимы новые методы борьбы с парафиновыми отложениями, прежде всего для их предотвращения.

Одним из наиболее эффективных методов является применение установок греющего кабеля.

Практическое применение установок греющего кабеля на Варьеганском ГКНМ осуществляется с 2013 года, изначально было запущено 2 экспериментальные установки, которые показали положительный результат и с

начала 2013 года установками подогрева скважин были оборудованы 65 скважин из 262, что составляет 24,8 % от общего фонда добывающих скважин.

По состоянию на 2018 год фонд состоит из 860 скважин, общее количество установок – 645 (75 % от общего фонда).

В связи с ростом фонда скважин объем операций по удалению парафиноотложений увеличивается, однако с применением ГКЛ на добывающих скважинах необходимость проведения мероприятий по удалению парафиноотложений отпадает.

Проведем расчет распределения температуры по стволу скважин. Исходные данные для построения геотермы, отражающей распределение естественной температуры в недрах по глубине скважины до начала её эксплуатации, представлены в таблице 5.

Проведем расчет распределения температуры по глубине скважины, оборудованной греющим кабелем.

Таблица 5 – Распределение температуры нефти по глубине скважин

Скважина № 131							
Глубина, м	0	250	500	750	1000	1250	1500
T, °C	5	8	10	11	12	12,5	13
Скважина № 961							
Глубина, м	0	500	1000	1200	2500	2750	3000
T, °C	5	16	28	30	35	40	45

Если известна геотерма на участке погружения нагревательного кабеля длиной l , то распределение температуры в кабеле может быть найдено по формуле (13):

$$T_{ав}(l) = t(l) + \alpha t \Delta T = t_0 + kgl + \Delta T \quad (13)$$

где t_0 - заданная температура в устье скважины, °C;

kg - тангенс угла наклона геотермы на длине кабеля;

T - смещение по температуре относительно геотермы, которое может быть найдено по формуле (14):

$$\Delta T = R - R_0 \alpha R_{нач}$$

R - текущее полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля, Ом;

R_0 - начальное полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля (значение R_0 может быть измерено после погружения не нагретого кабеля в скважину и выдержки времени), Ом;

$R_{нач}$ - сопротивление нагревательной петли при температуре $0\text{ }^{\circ}\text{C}$, Ом, является паспортным данным поставляемого кабеля;

αt - температурный коэффициент сопротивления материала токопроводящей жилы нагревательного кабеля (медь, алюминий).

Исходные данные по скважинам представлены в таблице 8.

Для определения начального сопротивления кабеля он спускается в скважину и выдерживается в ней не нагретым в течение нескольких часов для того, чтобы распределение температуры в нем соответствовало геотерме скважины.

После этого кратковременно включается нагрев и считывается с панели оператора значение сопротивления кабеля $6R$.

$$\Delta T = 0,169\text{ }^{\circ}\text{C}$$

Таблица 6 – Исходные данные по скважинам

Показатели	Скважина № 131	Скважина № 961
Значение	Значение	
Текущее сопротивление, Ом	5,89	4,17
Начальное сопротивление, Ом	4,89	3,56
Сопротивление нагревательной петли, Ом	5,00	3,60
Тангенс угла наклона геотермы	0,06	0,06
Температурный коэффициент	1,00	1,00

Результаты расчетов по скважинам № 131 и № 961 представлены в таблице 7. Подставив ΔT в формулу (13), получим геотерму с применением греющего кабеля для скважин № 131 и № 961 соответственно.

Таблица 7 – Расчетные данные по скважинам

Глубина, м	Образование парафина, °С	Геотерма без кабеля, °С	Скважина №131, °С	Скважина №961, °С
0	5,0	5,0	5,50	5,49
250	10,5	8,0	5,68	5,51
500	16,0	10,0	5,80	5,52
750	22,0	11,0	5,86	5,52
1000	25,0	12,0	5,92	5,52
1250	32,0	12,5	5,95	5,52
1500	36,0	13,0	5,98	5,53

Кабель КНЗ-3 должен соответствовать ГОСТРИСО 9001 - 96; РОССКИ. ИС 11 СК00094.

Кабельная линия с использованием нагревательного кабеля КНЗ-3 должна иметь надежное муфтовое соединение с кабелем ГПБП. Открытый конец должен быть соединен звездой и заизолирован.

Кабельная линия должна быть испытана после выдержки в соленой воде сроком не менее 6 часов.

Сопротивление кабельной линии изоляции при напряжении 2500 - 3000 В должно быть не менее 5 Мом на 1 км длины. Точки утечки должны отсутствовать.

Через каждые 100 метров замеряют сопротивление изоляции кабеля. При снижении изоляции менее 5 Мом спуск кабеля не производится.

Электрическое сопротивление изоляции приведенной к одному километру, длине и температуре 20°С не менее 300 Мом.

Электрическое сопротивление ТПЖ постоянному току. Приведенному к одному км. длины при температуре 20°С не более 0,03 Ом.

Система установки

Кабельные линии спускаются в скважину одновременно со спуском НКТ.

Нижняя часть кабельной линии закрепляется на хвостовике за 30-80 м. до насоса. Кабель крепится к НКТ кляпсами и муфтовыми центраторами, которые ставятся по всей длине греющего кабеля. Спуск кабельной линии осуществляется аналогично кабелю погружного двигателя УЭЦН.

Кабельная линия, состоит из соединенных между собой низкотемпературного и высокотемпературного отводов с разным удельным сопротивлением, каждый из которых состоит из изолированных токопроводящих жил в общей формообразующей оболочке, на которой уложены подушка под броню и броня, в жилах каждого из отводов соединены попарно место соединения жил выполнено неразъемное, поверх мест соединения каждая пара жил уложена изоляционная термостойкая оболочка, затем общая формообразующая изоляция, подушка и броня, отличаются тем, что изоляционная термовая оболочка, подушка и броня уложены, на соединённые попарно токопроводящие жилы каждого из отводов.

Линия отличается тем, что, по крайней мере, жилы высокотемпературного отвода выполнены многопроволочными зазорами между проволоками.

Линии отличаются тем, что по крайней мере высокотемпературный отвод выполнен плоским исполнением, при этом плоские поверхности выполнены выпукло-вогнутыми.

Линии отличаются тем, что на верхней поверхности брони одной из плоскостей, удаленной на большое расстояние от центра в сечении токопроводящих жил, выполнены углубления.

Сама же система состоит из двух кабелей один подводный кабель, другой непосредственно рабочий.

Принцип действия основан на преобразовании электрической энергии в тепловую, нагревательным кабелем, верхний конец которого соединен с трехфазным -источником питания, а нижний соединен в звезду. При этом тепловая энергия на всем интервале нагревательного кабеля передается потоку жидкостей через стенку насосно-компрессорных труб, жидкость подогревается до температуры, при которой интенсивность парафинистые отложения резко снижается

Анализ эффективности применения данной системы

Как следствие скважину не останавливают на промывку и ремонт, а она работает и приносит прибыль,

Рекомендуется применить данный способ борьбы с парафинистыми отложения на скважинах Варьеганского месторождения, эта рекомендация обусловлена следующими подтверждениями: в результате установки на скважине №870 греющего кабеля наработка скважин увеличилась с 334 до 367, увеличилась время межремонтного периода, уменьшилось количество промывок.

Начало выпадения парафина 7°C, судя по распределению температуры по глубине наиболее проблемные зоны приходятся на интервал 120-300 м.

Далее при углублении температура в стволе скважины повышается и достигает значений, превышающих значения температуры выпадения отложений.

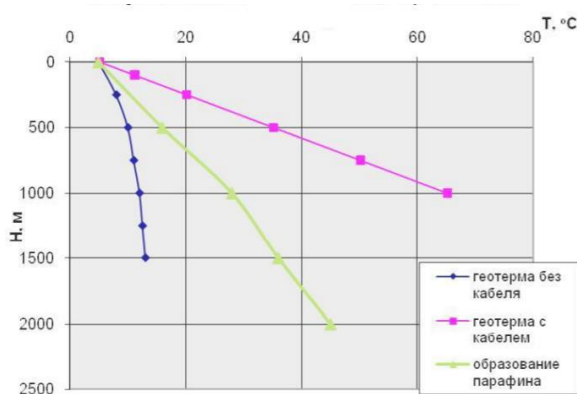


Рисунок 8 – Распределение температуры по стволу скважины № 131

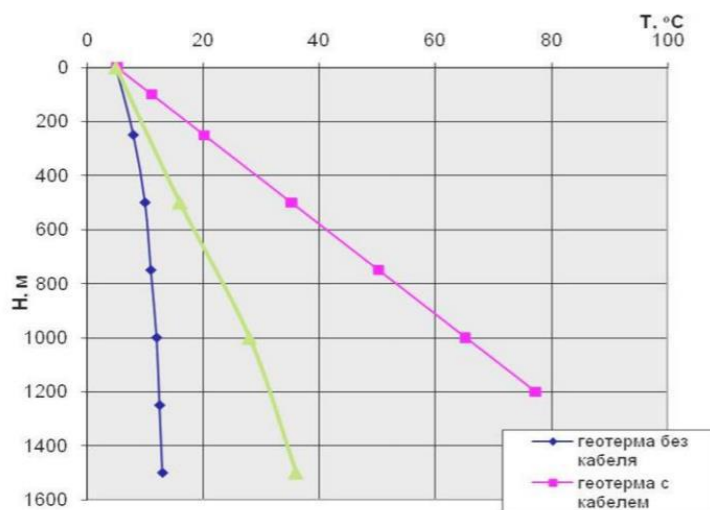


Рисунок 9 – Распределение температуры по стволу скважины №961

Проанализировав полученные графики, можно сделать вывод, что геотермы с применением ГКЛ находятся выше кривой кристаллизации парафинов. Таким образом, использование греющего кабеля позволяет предотвратить отложение парафинов на стенках насосно-компрессорного оборудования.

С целью предупреждения отложений солей и парафинов также применяется технология обработки скважинной жидкости сильными, высокоградиентными постоянными магнитными полями, с помощью магнитных аппаратов типа МАС и МАГ.

Предотвращать процесс отложения парафинов, коррозии, солеотложений и образования эмульсий позволяет использование твердых ингибиторов серии ИКД. Твердые ингибиторы серии ИКД помещаются в добывающие скважины в перфорированных контейнерах.

Предупреждение парафиноотложений осуществляется также за счет применения специального разработанного оборудования – глубинного дозирующего насоса (ГДН), который позволяет плавно регулировать подачу реагента в зону приема глубинного штангового насоса.

Регулирование подачи реагента возможно при изменении длину хода плунжера, т.к. объем реагента, вытесняемого за один цикл, равен произведению диаметра плунжера и длины его хода. Защищен патентом на ПМ №52094, владелец ООО «Сервис ПО».

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б7Г1	Авдалян Наири Андраникович

Школа	ИШПР	Отделение школы	отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Обоснование проведения мероприятия с точки зрения экономической эффективности
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение суммарных затрат на проведение мероприятия по кластерному ГРП
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка экономической эффективности внедрения новой технологии

Перечень графического материала:

1. Расчетные формулы
2. Таблицы

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.04.22
--	----------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Гасанов М.А.	д.э. н.		29.04.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Николаев Александр Сергеевич		29.04.22

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Определение целевого рынка и проведение его сегментирования

По данным Министерства энергетики РФ на 01.01.2018, добычу нефти и газового конденсата (нефтяного сырья) на территории Российской Федерации осуществляли 288 организаций, которые имеют лицензии на право пользования недрами [10]:

104 организации, входящие в структуру 11 ВИНК, на долю которых, по итогам года, суммарно пришлось 85,7 % всей национальной нефтедобычи;

181 независимая добывающая компания, не входящая в структуру ВИНК;

3 компании, работающие на условиях соглашений о разделе продукции [11].

Рынок олигополии выстроен из 5 крупнейших компаний РФ по добыче и переработке: ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Газпром-нефть», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть» за 2015-2017 гг.

Объем добычи нефти в России по 9 крупнейшим компаниям в 2017 году [12] приведен в таблице 5.

Таблица 8 – Объем добычи нефти в России

п/п	Наименование компании	Объем добычи, млн тонн
1	ПАО НК «Роснефть»	210,8
2	ПАО «Лукойл»	82,2
3	ПАО «Сургутнефтегаз»	60,5
4	ПАО «Газпром нефть»	59,9
5	ПАО «Татнефть»	28,9
6	ПАО «Новатэк»	11,8
7	ПАО АНК «Башнефть»	10,4
8	ПАО НК «РуссНефть»	7,0
9	АО «Нефтегазхолдинг»	2,1

Первая половина 2020 года оказалась непростой для нефтегазовых компаний. Сейчас положение производителей нефти и газа значительно отличается. Если прибыли и котировки нефтяников с апреля поддерживаются ростом нефтяных цен, но ограничиваются снижением добычи, то у газовиков ситуация сложнее: положительного тренда цен не наблюдается.

Таблица 9 – Рейтинг компаний РФ по размерам нефтедобычи

№	Место в рейтинге RAEX-600	Группа компаний / компания	Объем реализации в 2019 году (млн руб.)	Темпы роста (%)	Объем реализации в 2019 году (\$ млн)
1	1	«Роснефть», нефтяная компания	7 636 000	10,2	118 167,7
2	2	«Газпром»	7 546 095	-6,5	116 776,5
3	3	ЛУКОЙЛ	7 415 483	-0,9	114 755,2
4	8	«Сургутнефтегаз»	1 570 876	1,0	24 309,4
5	15	«Татнефть», группа	932 296	2,4	14 427,4
6	17	НОВАТЭК	862 803	3,7	13 351,9
7	32	«Сахалин Энерджи»	386 298,4	-2,1	5 978
8	45	«Славнефть», группа	316 084	0,6	4 891,4
9	63	«Ямал СПГ»	246 258	35,0	3 810,9
10	66	Alliance Oil Company Ltd	236 864,3	-1,3	3 665,5
Источник: RAEX.					

В январе курс нефти Brent достиг отметки \$69, оправившись от торговой войны США — Китай. Однако к концу марта он рухнул в 3,5 раза до \$20 из-за пандемии COVID-19 и раскола ОПЕК+. Лишь в мае, когда мировое потребление топлива начало восстанавливаться, а страны ОПЕК+ беспрецедентно снизили добычу, нефтяные цены стали стабильно отыгрывать падение.

На днях они пересекли \$43, но вскоре вновь откатились.

Сдерживающий фактор — увеличение запасов нефти в странах ОЭСР до 3,2 млрд баррелей. Кроме того, с 1 августа страны ОПЕК+ планируют увеличить квоты на добычу. При этом саудиты и Кувейт начинают добычу на нейтральной территории, что тоже косвенно может замедлить восстановление котировок.

4.2 Оценка экономического эффекта применения греющего кабеля на добывающих скважинах

Расчет экономической эффективности применения технологии «Греющего кабеля».

Таблица №10. Основы для расчета данные ОАО «Варьеганнефть».

Данные	Ед. изм.	До внедрения	После внедрения
Добыча нефти	Тонны	348329	348439
МРП	Сутки	116	365
Количество ремонтов	Раз	3,2	1
Стоимость 1-го ПРС	Рублей	53800	53800
Стоимость промывок	Рублей	234375	0
Затраты на ремонты	Рублей	172160	53800
Затраты на греющий кабель	Рублей	0	69995
Условно переменные затраты	Рублей	376,65	376,65
Затраты на дополнительно добытую нефть	Рублей	0	41431,5
Итого дополнительные затраты	Рублей	406535	165226,5
Итого эксплуатационные затраты	Рублей	277481849,5	277240541
Себестоимость 1 т. нефти	Рублей	796,61	795,66
Экономический эффект			
Цена реализации 1-й т. нефти	Рублей	1300	1300
Прирост прибыли	Рублей	0	55476,9
Альтернативная прибыль	Рублей	0	296785,9
Рентабельность	%	0	73
Окупаемость	Дней	0	98

По данным динамограмм произведенных на скважине:

фактическая добыча чистой нефти:

до установки греющего кабеля составляла 0,2 т/сут

после установки греющего кабеля составляет 0,5 т/сут

определяем среднесуточный дебит скважины:

$$0,5 - 0,2 = 0,3 \text{ (тонн)}$$

2) определяем прирост добычи:

$$0,3 \times 365 = 110 \text{ (тонн)}$$

Таблица 11 – Условно переменные затраты:

Затраты	Ед. изм.	На единицу
Электроэнергия	Рублей	26,61
Транспорт	Рублей	26,66
ППД	Рублей	67,11
ППН	Рублей	21,98
Отчисления ВМСБ	Рублей	126,15
Плата за недра	Рублей	108,14
ИТОГ	Рублей	376,65

Определяем стоимость промывок за 365 суток работы скважины без греющего кабеля:

Стоимость закачки 1 м³ горячей воды 625 рублей

Всего 12 промывок (всего 375 м³)

$375 \times 625 = 234375$ (рублей)

Определяем количество ремонтов в год:

До установки кабеля мрп=116

$365 \div 116 = 3,2$

После установки кабеля мрп=365

$365 \div 365 = 1$

Определяем затраты на ремонты:

Стоимость 1-го прс=53800 рублей

До установки кабеля

$3,2 \times 53800 = 172160$ (рублей)

После установки кабеля

$1 \times 53800 = 53800$ (рублей)

Определяем стоимость кабеля:

Стоимость 1 м кабеля кпбп=57 рублей (всего 760 м)

Стоимость 1 м кабеля кн=105 рублей (всего 235 м)

$(57 \times 760) + (105 \times 235) = 69995$ (рублей)

Затраты на дополнительно добытую нефть:

$110 \times 376,65 = 41431,5$ (рублей)

8) итого дополнительных затрат:

До установки кабеля

$$172160+234375=406535 \text{ (рублей)}$$

После установки кабеля

$$41434,5+69995+53800=165226,5 \text{ (рублей)}$$

9) определяем полную добычу нефти после установки кабеля:

$$348329+110=348439 \text{ (тонн)}$$

10) определяем полные эксплуатационные затраты:

$$(277481849,5-406535) +165226,5=277240541 \text{ (рублей)}$$

11) определение себестоимости 1 т. Нефти после установки кабеля:

$$277240541 \div 348479=795,66 \text{ (рублей)}$$

12) определение прироста прибыли на следующий год за счет снижения себестоимости:

$$(796,61-795,66) \times 348439=331017,05$$

13) определение прироста прибыли:

Стоимость 1 т. Товарной нефти=1300 рублей

$$(1300-795,66) \times 110=55476,9 \text{ (рублей)}$$

14) определение альтернативной стоимости:

$$(406535-165226)+55476,9=296785,9$$

15) определение срока окупаемости:

$$406535 \div 365=1113,79 \text{ затраты в за день до установки кабеля;}$$

$$(165226-55476,9) \div 1113,79 \approx 98 \text{ (дней)}$$

16) определение рентабельности:

$$296785,9 \div 406535 \approx 0,73=73\%$$

Таблица 12 – Результаты расчета экономического эффекта при внедрении ГКЛ

Наименование затрат	Величина
Стоимость проката установки по прогреву скважины, руб.	900 000
Затраты на электроэнергию, руб.	1 361 304
Итого производственные затраты, руб.	2 261 304

Экономический эффект, за счет экономии средств на проведение капитального ремонта скважины, руб.	600 000
Экономический эффект, за счет отсутствия простоев скважины, руб.	16 560 000
Экономический эффект, за счет экономии средств на проведение удаления парафина механическим скребком, руб.	324 000
Экономический эффект при реализации ГКЛ, руб.	17 160 324
Итого экономический эффект, руб.	14 899 020

Суммарная стоимость затрат на ГКЛ на 65 % выше, чем затраты на ежедневную очистку лифта путем скребкования. Затраты на электроэнергию для работы ГКЛ превышают затраты на проведение 30 операций в месяц на 7%.

Перед применением ГКЛ для очистки стенок труб от парафина

Проводилось только механическое скребкование, но применение ГКЛ способствует уменьшению межочистного периода, трудовых затрат, а также себестоимости нефти.

Проведем анализ эффективности применения греющего кабеля на примере скважин № 131 и № 961 По данным ЦДНГ, в данных скважинах проблема отложения парафина наиболее ярко выражена. Характеристики скважин и результаты после проведения мероприятия по электропрогреву приведены в таблице 11

Внедрение технологии греющего кабеля позволяет уменьшить расходы по депарафинизации скважин в сравнении с существующей технологией удаления парафина механизированным скребком. При современных тенденциях автоматизации технологических процессов данное направление очистки скважин актуально и экономически целесообразно.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту: Группа		ФИО	
3-2Б7Г1		Авдалян Наири Андраникович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

Оценка эффективности применения методов борьбы с отложениями парафинов на Варьеганском нефтегазоконденсатном месторождении (ХМАО)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p>Объект исследования: добывающая скважина; Область применения: кустовая площадка, нефтедобывающие объекты; Рабочая зона: полевые условия; Размеры рабочей зоны: 60*120 м; Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура, агрегат; Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: гидравлический разрыв пласта</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<p>ГОСТ Р 58869-2020 Горное дело. Метод направленного гидроразрыва кровли горных пород в угольных шахтах; № 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации от 1 марта 2002 года; ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования; ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования; ГОСТ Р 51858-2022 Нефть. Общие технические условия</p>
Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:	<p>Вредные факторы: – аномальные климатические параметры воздушной среды; – загрязнение воздушной среды в зоне дыхания; – шум; – вибрация; – освещенность; – монотонность труда; – укусы животных; Опасные факторы: – движущиеся части механизмов; – работа с сосудами под давлением; – химические вещества. – производственные факторы, связанные с электрическим</p>

	<p>током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</p> <p>– производственные факторы, связанные с повышенным образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства;</p> <p>– неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов;</p> <p>– радиация.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески</p>
Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения	<p>Воздействие на селитебную зону: химическое загрязнение 150 м</p> <p>Воздействие на литосферу: радиоактивное загрязнение при проведении мероприятия ГРП, утилизация отработавшего оборудования</p> <p>Воздействие на гидросферу: ухудшение качества подземных вод при утечке материалов ГРП, продукты жизнедеятельности человека</p> <p>Воздействие на атмосферу: загрязнение воздуха утечкой углеводородов через сальниковые уплотнения</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения	<p>Возможные ЧС</p> <p>Природные: оползни, землетрясения, бури, торнадо;</p> <p>Техногенные: выброс радиоактивных веществ, взрыв, пожар, обрушение;</p> <p>Биологические: пандемия, инфекционные заболевания людей, эпидемия;</p> <p>Экологические: загрязнение среды, разрушение озонового слоя, изменение геолого-климатических характеристик</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв и пожар</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
29.04.2022	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Авдеева Ирина Ивановна	-		29.04.22

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б7Г1	Авдалян Наири Андраникович		29.04.22

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Мероприятия по безопасному ведению работ, при введении скважины в пробную эксплуатацию должны соответствовать требованиям, изложенным в ст. 24 Закона «О недрах» [18] и обеспечить выполнение требований «Правил охраны недр» по безопасному ведению работ, связанных с пользованием недрами, т.е. необходимо обеспечить безопасность для жизни и здоровья населения, охрану зданий и сооружений, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, животного мира и других объектов окружающей среды; осуществлять систематический контроль за состоянием окружающей среды и за выполнением природоохранных мероприятий, а также свести к минимуму отрицательное воздействие на продуктивные пласты.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Непосредственную ответственность за обеспечение безопасных условий работ, связанных с пользованием недрами, несут руководители предприятий. Органы государственного горного надзора в пределах своей компетенции обеспечивают государственное нормативное регулирование вопросов безопасности работ, связанных с пользованием недрами, а также выполняют контрольные функции.

Все работы на скважине допускаются только при обеспечении безопасности жизни и здоровья работников и населения в зоне влияния работ, связанных с пользованием недрами.

Основными мероприятиями по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, являются следующие:

Допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами – лиц, имеющих соответствующее специальное образование).

Организация и порядок обучения, инструктажей, проверки знаний и допуска персонала к самостоятельной работе должны проводиться в соответствии с требованиями.

Рабочие основных профессий допускаются к самостоятельной работе после обучения и проверке знаний в соответствии с требованиями Постановления «Об утверждении Порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» [2], стажировки на рабочем месте, проверки практических навыков, проведения необходимого инструктажа и при наличии удостоверения, дающего право допуска к определенному виду работ.

Обеспечение лиц, занятых на работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты – в соответствии с требованиями ТК РФ, работникам на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, бесплатно выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и обезвреживающие средства [3].

Работодатель за счет своих средств обязан в соответствии с установленными нормами обеспечивать своевременную выдачу специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты, а также их хранение, стирку, сушку, ремонт и замену.

Выдача спецодежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты (СИЗ) регламентирована Приказом №290н «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты».

5.2 Производственная безопасность

При производстве гидроразрывных работ на кустовых площадках имеются опасные и вредные производственные факторы (таблица 12) [4].

Разработка и проведение мероприятий, обеспечивающих охрану работников подрядных организаций, ведущих работы, связанные с использованием недрами, и населения в зоне влияния указанных работ от

вредного влияния этих работ в их нормальном режиме и при возникновении аварийных ситуаций.

Таблица 13. Возможные опасные и вредные факторы

Факторы	Нормативные документы
Аномальные климатические параметры воздушной среды	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
Превышение уровня вибрации и шума	ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация; ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
Недостаточная освещенность рабочей зоны	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Монотонность труда	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Укусы животных	ГОСТ 12.1.008-76 БИОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования
Движущиеся части механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
Химические реагенты	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Работа с сосудами под высоким давлением	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия
Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление
Образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства	ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования

Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования. ГОСТ 12.4.280-2014 ССБТ. Одежда специальная для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий.
Радиация	ГОСТ Р 55776-2013 Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения

5.2.1 Анализ вредных факторов на производстве

5.2.1.1 Аномальные климатические параметры воздушной среды

ГРП применяется на открытом воздухе, соответственно на работника влияет ряд метеорологических условий (холодное и тепловое воздействие в сочетании с высокой скоростью ветра; ультрафиолетовое голодание; кровососущие насекомые (мошки и комары)).

При работах на открытой местности согласно коллективному договору ПАО «Сургутнефтегаз» и правил безопасности (ГОСТ 12.4.011-89 [5]), работниками применяется ношение средств индивидуальной защиты. Помимо этого, за счет уменьшения вредного действия неблагоприятных факторов производственной среды и трудового процесса на работающих за счет снижения времени их действия.

Также график труда и отдыха составляется в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2002 N 197-ФЗ (ред. От 27.12.2018)

Воздействие неблагоприятных температур на организм человека является причиной несчастных случаев.

К примеру, при высокой температуре окружающей среды у человека наблюдается снижение внимательности, появление тошнотворных признаков, раздражительность, неосмотрительность и т.д. Низкие температуры окружающей среды также негативно влияют на организм человека и приводят к обморожению, вследствие уменьшения подвижности конечностей. Для предотвращения данного фактора на кустовой площадке расположено место обогрева сотрудников с регламентированными перерывами.

В таблице 14 представлены метеорологические условия, при которых работы на открытом воздухе запрещаются.

Таблица 14. Метеорологические условия, при которых работы на открытом воздухе запрещены [6]

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

5.2.1.2 Загрязнение воздушной среды в зоне дыхания

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C1-C10) и сероводорода (H₂S) в смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении ГРП. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе.

В таблице 14 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [7].

Таблица 14 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта.

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

5.2.1.3 Превышение уровня вибрации и шума

Вибрация возникает в самых разнообразных технических устройствах вследствие несовершенства их конструкции, неправильной эксплуатации, внешних условий (например, рельеф дорожного полотна для автомобилей), а также специально генерируемая вибрация возникает в результате механических колебаний.

Особенность действия вибрации состоит в том, что механические колебания распространяются по грунту (воде) и оказывают воздействие на основания сооружений, вызывая звуковые колебания в виде шума. Воздействие вибрации может привести к ощущениям сотрясения и изменениям нервной, сердечно-сосудистой, опорно-двигательной системы.

На кустовой площадке расположен один источник шума – агрегат (100дБ).

Согласно нормам [20], представленным в таблице 14, источник шума превышает максимальный уровень.

Таблица 15 – Предельно допустимые уровни звукового давления, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте

Территория	Уровень звукового давления (эквивалентный уровень звукового давления), дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц								Максимальный уровень звука, дБ
	107	95	87	82	78	75	73	71	
Территории предприятий с постоянными рабочими местами	107	95	87	82	78	75	73	71	95

Для снижения воздействия производственных шумов на рабочих в лаборатории можно воспользоваться следующими средствами защиты: рациональная планировка агрегата, противозумные наушники, вкладыши [21].

5.2.1.4 Освещение рабочей зоны

Работы в темное время суток должны проводиться с соблюдением норм освещенности, во избежание случаев получения травматизма работником.

Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности при ТРС и КРС составляет более 25 люксов [9]. В качестве дополнительных осветительных приборов необходимо применение прожекторов, а также фонарей. При соблюдении норм освещенности дополнительные мероприятия не требуются.

5.2.1.5 Монотонность труда

Он может сформироваться в результате нескольких факторов: рутинности работы, многолетнего опыта, отсутствия вовлеченности в трудовой процесс, творческого подхода, физических перегрузок. Особое значение это имеет на сложных производствах и производствах с вредными условиями труда, где аккуратность и внимание имеют решающее значение. Монотонность также сопровождается апатией к выполнению трудовой деятельности, скукой.

Одним из важных средств борьбы с монотонностью является регулирование скорости движения насосного агрегата в соответствии с

колебаниями кривой работоспособности в течение рабочего дня. Объединение малосодержательных операций в более сложные и разнообразные. Снижение утомления при этом происходит за счет расширения поля корковой активности.

При совмещении профессий следует учитывать перенос (положительное) и интерференцию (отрицательное) взаимодействие навыков новой и совмещаемой профессии.

Согласно документу Р 2.2.2006-05, для предотвращения возникновения у работающих на монотонных работах отрицательных психологических состояний (психологического пресыщения, скуки, сонливости, апатии) в структуру режима труда и отдыха включают функциональную музыку, которая стимулирует двигательную активность и вызывает у работников приятные эмоции [10].

5.2.1.6 Укусы животных

Из-за работ, проводимых на открытом воздухе, оператор подвержен укусам, наносимыми насекомыми и животными. Наибольшую опасность представляет медведь. В данном случае к средствам индивидуальной защиты относится защитный энцефалитный костюм, гудок, репелленты и москитные сетки.

Для защиты от клещевого энцефалита выполняют вакцинацию. Страхование на случай укуса клеща – спасительная мера для не привитых от клещевого энцефалита лиц, у которых риск заболеть выше, чем у привитых лиц.

5.2.2 Анализ опасных факторов

5.2.2.1 Движущиеся части механизмов

До проведения гидроразрыва пласта на глубинно-насосных скважинах следует отключить привод станка-качалки, затем редуктор затормаживается и вывешивают предупредительные таблички или плакаты с информацией о проводимых работах.

Подвижные части оборудования должны быть должным образом защищены, чтобы работники не получили механических повреждений. В процессе обвязки устья скважины и монтажа трубопроводов устанавливают противовыбросовое оборудование, обратные клапаны и манометры с целью следить за повышенными давлениями.

Манометры выносятся на безопасное расстояние с помощью импульсных трубок, чтобы была возможность снимать показания с них без опасности здоровью оператора [11].

Перед закачкой жидкости в скважину все оборудование проверяется на наличие неисправностей, исследуется надежность и правильность обвязки и их соединения с устьевой арматурой, которая в свою очередь также проходит обязательную проверку. Затем нагнетательные трубопроводы подвергают опрессовке на давление, которое должно превышать в 1,5 раза ожидаемое максимально давление ГРП. Рабочие в это время должны находиться за пределы опасной зоны. Запуск технологических установок и начала операции по закачке жидкостей в скважину начинается только после удаления от опасной зоны всех рабочих, не связанных с непосредственной работой у агрегатов, необходимо предусматривать ограждение зоны производства работ, наличие сигнальных и информационных табличек.

5.2.2.2 Химические реагенты

При выполнении работы на полигоне используются химические реагенты. Основными средствами безопасности при работе с веществами являются:

средства защиты органов дыхания (респираторы, противогазы, само спасатели, изготовленные из подручных средств, противопыльные тканевые маски и марлевые повязки),

средства защиты кожного покрова (защитные костюмы, резиновые сапоги и др.),

средства медицинской защиты (индивидуальная аптечка АИ-2, индивидуальный противохимический пакет, пакет перевязочный индивидуальный).

На месте проведения работ по закачке агрессивных химреагентов (серной, соляной, фторной кислоты) должен быть:

аварийный запас спецодежды, спецобуви и других средств индивидуальной защиты;

запас чистой пресной воды.

нейтрализующие компоненты для раствора (мел, известь, хлорамин).

Остатки химреагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

После закачки химреагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость.

Для определения концентрации паров серной кислоты и серного ангидрида бригада должна быть обеспечена газоанализаторами.

Загрузка термореактора должна проводиться непосредственно перед спуском его в скважину.

Также все сотрудники при работе с химическими реагентами должны проходить инструктаж по технике безопасности.

При производстве ГРП с использованием огнеопасных жидкостей на кусте должны находиться 2 пожарных автомобиля. В одном из пожарных автомобилей должно находиться не менее 5 тонн сухого химического реагента, предназначенного для тушения пожаров на нефтяной основе. Во

втором пожарном автомобиле должно находиться не менее 5 м³ воды и не менее 350 литров вспенивающего агента.

Пожарный автомобиль с сухим химическим реагентом должен быть установлен на расстоянии не менее 25 метров перед устьем скважины по направлению ветра. Этот автомобиль служит для обеспечения защиты устья скважины, насосных установок и прочего электрического оборудования. Он должен быть оборудован флагом для определения направления ветра.

Пожарный автомобиль, рассчитанный на использование пены, обслуживаемый одним профессиональным пожарным, должен быть установлен на расстоянии не менее 15 метров от булитов с жидкостью для ГРП в стороне, противоположной направлению ветра. Кабина должна быть направлена в сторону от булитов. Этот автомобиль служит для обеспечения защиты булитов ГРП и смесителя.

Запрещено устанавливать пожарные автомобили в местах, где они блокируют выезды с куста или аварийные маршруты оборудования ГРП.

Перед началом ГРП пожарные обязаны развернуть рукава, оборудованные соответствующими наконечниками.

Во время замешивания жидкости ГРП, опрессовки и процесса ГРП пожарные должны быть в состоянии готовности и находиться рядом со своими автомобилями для того, чтобы они могли принять немедленные меры в случае возникновения пожара.

В качестве дополнительных средств пожарной защиты должны также использоваться 12-килограммовые огнетушители ВС, установленные по окончании сборки нагнетательных линий в указанных местах, обычно перед транспортным средством с левой стороны.

5.2.2.3 Работа с сосудами под высоким давлением

Оснащение предохранительными клапанами всех аппаратов, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, должно проводиться с учетом требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением».

Опасность может возникнуть вследствие взрывной волны (за счет превышения избыточного давления), результатом которого может произойти распространение острых предметов и осколков, что в дальнейшем может привести к травмированию и летальному исходу [13].

Разгерметизация сосудов, работающих под давлением, может произойти в результате коррозии, неправильной транспортировки и хранения. Для устранения причин и разгерметизации, ежегодно проводятся целевые комиссии в лице механиков.

Для минимизации возникновения данного фактора для всех работников, обслуживающих оборудование под давлением, проводится обязательное обучение по безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

5.2.2.4 Образованием электростатических зарядов на корпусе разрабатываемого устройства

Для предупреждения возможности возникновения опасных искровых разрядов с поверхности оборудования, перерабатываемых веществ и материалов, а также с тела человека необходимо предусматривать, с учетом особенности производства, обеспечивающие стекание возникающего заряда: снижение интенсивности генерации заряда статического электричества [14].

Это достигается регламентированием параметров производственных процессов (влажность, давление и температуры и др.); отвод заряда путем заземления оборудования и коммуникаций, а также обеспечение постоянного контакта с заземлением тела человека. Все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования должны быть заземлены независимо от того, применяются ли другие меры защиты от статического электричества.

Сопротивление заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, допускается не выше 100 Ом; отвод заряда путем уменьшения удельного объемного и поверхностного электрического сопротивления.

Нейтрализацию заряда рекомендуется осуществлять путем ионизации воздуха в непосредственной близости от заряженного материала. Для этой цели могут быть использованы нейтрализаторы статического электричества (радиоизотопные, индукционные, высоковольтные, нейтрализаторы скользящего разряда и др.).

5.2.2.5 Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов

Одним из опасных факторов на кустовых площадках является электрический ток. Объекты, находящиеся под высоким напряжением, являются источником поражения жизненных органов.

Воздействие электрического тока на работника проявляется в виде полученных электрических травм и ударов [15].

Для обеспечения безопасности жизни работника от ударов электрического тока необходимо устанавливать контур заземления используемого оборудования согласно ГОСТ 12.1.030-81 [16]. Факт заземления фиксируется в паспорте заземляющего оборудования и ведется механиком.

Во избежание чрезвычайных ситуаций необходимо пользоваться правилами безопасности и носить средства индивидуальной защиты: каски, спецодежда, спецобувь, перчатки и т.д.

Все испытания средств защиты, используемых в электроустановках (далее — средств защиты), должны проводиться специально обученными и аттестованными работниками. При проведении испытаний средств защиты работники лаборатории должны иметь при себе удостоверение на право (допуск) работы в электроустановках выше 1000 В формы ЭУ-43.

Для испытания высоким напряжением диэлектрических перчаток, бот, галош, разъединительных штанг, рукавов пантографов, велитовых разрядников и жидких диэлектриков в лаборатории локомотивного депо используют аппарат типа АИИ-70, который необходимо устанавливать в специальном помещении.

Испытательная электроустановка должна быть заземлена. Испытательная электроустановка должна присоединяться к сети напряжением 380/220 В через коммутационный аппарат с видимым разрывом цепи или через штепсельную вилку, расположенные на месте управления испытательной электроустановкой.

Перед присоединением испытательной электроустановки к сети 380-220 В на вывод высокого напряжения необходимо наложить заземление.

Устройство испытательной электроустановки напряжением выше 1000 В должно быть ограждено от прикосновения. Дверь в помещение с испытательной установкой напряжением выше 1000 В должна иметь электрическую блокировку, обеспечивающую снятие напряжения выше 1000 В при открывании двери. Испытательная электроустановка должна иметь световую сигнализацию о подаче высокого напряжения. На дверях высоковольтной камеры должен быть вывешен плакат с надписью «Испытание. Опасно для жизни».

Испытание защитных средств на испытательной установке, находящейся за постоянным ограждением и оборудованной блокировкой, препятствующей проникновению к оборудованию, находящемуся под испытательным напряжением, или если применяется заводская испытательная электроустановка, то работа может выполняться в одно лицо с группой по электробезопасности IV в порядке текущей эксплуатации. При несоблюдении указанных требований испытания защитных средств должны проводиться по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников.

Работники, допущенные к испытаниям, должны знать инструкцию по эксплуатации аппарата АИИ-70, нормы, сроки и условия испытания защитных средств, схему испытания защитных средств и схему заземления аппарата АИИ-70.

Аппараты и оборудование испытательной установки — аппарат АИИ-70, стальная сетка, ограждающая высоковольтную камеру, изолирующая

штанга для снятия остаточных электрических зарядов с аппаратов установки должны быть заземлены. Исправность заземления проверяется внешним осмотром перед началом работы на установке работником, проводящим испытание защитных средств.

Блокировочное устройство, автоматически заземляющее высоковольтные выводы установки АИИ-70 при открывании дверей высоковольтной камеры и не позволяющее при открытых дверях включить установку, должно содержаться в постоянной исправности.

На дверях помещения, в котором находится испытательная установка, должна висеть табличка с надписью «Доступ посторонним запрещен».

Около аппарата АИИ-70 должен быть положен резиновый диэлектрический ковер.

Средства защиты перед испытанием должны быть тщательно осмотрены с целью проверки наличия маркировки изготовителя, номера, комплектности, отсутствия механических повреждений, состояния изоляционных поверхностей (для изолирующих средств защиты). При несоответствии средств защиты установленным к ним требованиям испытания проводить не следует до устранения выявленных недостатков.

5.2.2.6 Неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие части твердых механизмов

Острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях инструмента – перед началом работы оператор обязан осматривать инструмент, оборудование, фланцевые соединения скважин. Неисправный инструмент отбраковывается и изымается. Работать неисправным инструментом запрещается [17].

5.2.2.7 Радиация

При добыче нефти и газа на работников отрасли воздействуют следующие радиационные факторы:

внешнее гамма-облучение, связанное с радиоактивным распадом природного урана-238 и тория-232;

внутреннее облучение альфа- и бета-частицами при ингаляционном пути их попадания в организм;

облучение кожных покровов и органов зрения персонала бета-частицами.

Перед строительством площадки для нефтеобъекта проводят дозиметрические мероприятия. При многократном превышении норм, строительство данной площадки переносится, либо выбирается меньшая глубина разрыва.

Для контроля превышения данного фактора проводят дозиметрическое исследование, где рассчитывает плотность потока радона на площадке. При повышении норм, рекомендуется использовать респираторы, так как данные вещества являются газами.

При облучении ингаляционных путей проводят медицинское лечение, направленное на ускоренное выведение, альфа и бета-частиц.

В самом общем виде в соответствии с «Основными санитарными правилами работы с радиоактивными веществами и другими источниками ионизирующих излучений» (ОСПОРБ-99) можно указать следующие основные принципы техники радиационной безопасности:

1. К работе с радиоактивными веществами и ионизирующими излучениями допускаются только лица, достигшие 18 лет, которые прошли специальное медицинское обследование состояния здоровья и были признаны по результатам этого обследования пригодными к указанной работе. Беременные женщины к такого рода работам не допускаются.

2. Перед началом работы с радиоактивными веществами и ионизирующими излучениями в зависимости от технического и научного уровня и характера работ каждый работник должен пройти специальное обучение и сдать соответствующий экзамен по технике радиационной безопасности.

3. Все работы с радиоактивными веществами и ионизирующими излучениями должны проводиться в условиях строжайшего соблюдения

правил радиационной безопасности и при наличии постоянного контроля со стороны лиц, ответственных за радиационную безопасность в данном учреждении.

4. В помещениях, где проводятся работы с радиоактивными веществами, запрещается:

 пребывание работников без необходимых средств индивидуальной защиты;

 хранение пищевых продуктов, табачных изделий, косметики, домашней одежды и других предметов, не имеющих прямого отношения к выполняемым работам;

 прием пищи, курение, пользование косметикой; забор радиоактивных веществ в пипетку с помощью рта (для этих целей используют специальные приспособления). Кроме того, в каждой лаборатории, на каждом предприятии и на каждом участке работы должны строго соблюдаться местные правила радиационной безопасности, составленные на основе общих правил, но учитывающие конкретную специфику данной работы с радиоактивными веществами и ионизирующими излучениями.

Радиоактивные изотопы, с которыми приходится иметь дело в лабораториях, могут находиться как, в так называемом, закрытом, герметизированном, так и в открытом виде.

5.3 Экологическая безопасность

Эксплуатация и разработка нефтяных месторождений, на которых имеется высокий газовый фактор всегда влияет на окружающую среду. К антропогенным факторам относятся:

Разлив углеводородов на кустовых площадках вблизи устья и эстакад добывающих скважин;

Загрязнение бытовыми отходами и промышленным мусором;

Оставление бесхозным материалов на территории и вблизи кустовой площадки.

Основными мерами по охране окружающей среды является увеличение численности объектов с герметичным резьбовым соединением, надежности узлов нефтепромысловых объектов, снижения сокращений выбросов за счет установления более современных и экологичных систем.

5.3.1 Защита атмосферы

В результате не плотного зажима фланцевых соединений, шпилек, резьбовых соединений и т.д. происходит выброс углеводородов в окружающую среду.

В результате аварий и разливов на опасном производственном объекте происходит наибольший ущерб окружающей среде. Наиболее часто встречаемыми факторами являются коррозия металлов, механические повреждения объектов, неплотное соединение оборудования, а также неграмотное и некачественное строительство нефтяных объектов.

Согласно документации предприятий нефтегазовой промышленности, необходимо придерживаться четкого комплекса действий на случай аварий на опасном производственном объекте согласно плану мероприятий локализации аварий. Ликвидация аварий проводится отрядами ДПФ и аварийными службами.

5.3.2 Защита гидросферы

Выброс различного рода нефтяных веществ, эмульсий, а также растворов может происходить и в гидросферу окружающей среды. Наиболее уязвимые грунтовые воды, пластовые воды, прилегающие реки, озера. Наиболее часто встречаемыми причинами загрязнения гидросферы являются:

- розлив нефтяных эмульсий, химреагентов и углеводородов, как вблизи устья, так и в зоне прилегающей территории кустовых площадок;
- нарушение герметичности соединений, в результате которых появляются перетоки водонефтяных эмульсий в заколонном пространстве;
- бытовой, промышленной мусор.

При переводе скважину из ППД в нагнетательную и закачке жидкости в пласт, необходимо промывать скважину инертной эмульсией. Сброс эмульсии осуществлять в дренажную емкость на кустовой площадке с отбором пробы и составлением акта. Согласно ПМЛА, при возникновении аварий, необходимо завезти и влить адсорбционные материалы на разлитые вещества, запретить отбор вод в целях питьевого водоснабжения персонала цехов.

5.3.3 Защита литосферы

На состояние литосферы также влияет выброс химических реагентов и углеводородов, которое широко используются при гидроразрыве пласта. Загрязнение литосферы может произойти из-за следующих факторов:

- розливы химических реагентов непосредственно у устья скважины;
- утечке пропанов, эмульсий при транспортировке флота ГРП или в результате корродирования нефтепромысловых объектов.

Во избежание розливов углеводородов и химических реагентов необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью нефтепромысловых объектов, проводить вводные, целевые, внеплановые, первичные инструктажи персоналу, соблюдать правила промышленной безопасности и охраны труда.

5.3.4 Безопасность при чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией при работе на НПЗ является возникновение пожара и взрыва. При выполнении полевых работ, для предотвращения пожаров и их последствий, должны соблюдаться требования пожарной безопасности, изложенные в «Правилах пожарной безопасности в лесах», установленные постановлением правительства РФ от 30.06.2007 N 417 (с изменениями на 14.04.2014).

Производственные здания, сооружения и установки в зависимости количества пожаровзрывоопасных свойств, находящихся в них веществ и материалов и с учетом особенностей технологических процессов, размещенных в них производств, подразделяются на ряд категорий по взрывопожарной и пожарной опасности.

По санитарной характеристике в соответствии со СНиП 2.09.04-87 производственные процессы гидроочистки и каталитического риформинга относятся к группе 3б.

Пожаровзрывоопасность веществ и материалов – совокупность свойств, характеризующих их способность к образованию горючей (пожароопасной или взрывоопасной) среды, характеризуемая их физико-химическими свойствами и (или) поведением в условиях пожара. Следствием горения, в зависимости от его скорости и условий протекания, может возникнуть пожар (диффузионное горение) или взрыв (дефлаграционное горение предварительно перемешанной смеси горючего с окислителем) (ГОСТ 12.1.044-89).

Показатели пожаровзрывоопасности веществ и материалов определяют с целью получения исходных данных для разработки систем по обеспечению пожарной безопасности и взрывобезопасности в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.004-91 и ГОСТ 12.1.010-76, строительных норм и правил, правил устройства электроустановок; при классификации опасных грузов по ГОСТ 19433-88; для выбора категории помещений и зданий в соответствии с требованиями норм технологического проектирования; для

технического надзора за изготовлением материалов и изделий при постройке и ремонте судов.

Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий

Во всех помещениях на производстве предусмотрена пожарная сигнализация. Сигналы от датчиков пожарной сигнализации подаются на щиты управления. В качестве датчиков используются пожарные извещатели взрывозащищенные. Для тушения пожаров или возгораний на установке применяются следующие средства пожаротушения [40]:

ручные порошковые огнетушители ОП-5, ОП-10, ОП-50; углекислотные огнетушители ОУ-6;

пожарные ящики с песком в комплекте; пожарные рукава.

На территории установки установлены пожарные щиты, укомплектованные огнетушителями ОП-5, ОП-10, ОУ-6, кошмой, лопатами.

В соответствии с «Требованиями к установке сигнализаторов и газоанализаторов» (ТУ-ГАЗ-86) [45] на наружной площадке и в помещениях устанавливаются стационарные автоматические сигнализаторы дозрывоопасных концентраций, кроме того, в помещениях – сигнализаторы предельных токсических концентраций.

Вывод

В ходе выполнения задания по разделу «Социальная ответственность» были рассмотрены вредные и опасные производственные факторы, которые могут оказать влияние на организм человека при работе на нефтеперерабатывающем заводе. Был сделан вывод, что основным опасным фактором при работе на НПЗ является пожара и взрыв газа при работе с технологическим оборудованием. Основной вредный производственный фактор – это воздействие шума; опасный производственный фактор – возникновение пожара, взрыва. Наиболее типичная чрезвычайная ситуация – возникновение пожара и взрыва нефтепродуктов.

Заключение

Очень важное значение имеют вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважин в заданном режиме работы. Одной из ключевых мер повышения эффективности работы скважин и увеличение межремонтного периода работы электроцентробежных установок - является борьба с парафиновыми отложениями.

На месторождениях применяются два метода борьбы с отложениями: тепловой и механический. На скважинах смонтированы установки УДС-1, предназначенные для депарафинизации лифтов скребками.

До 2021 г. использовались лепестковые скребки, спускаемые на проволоке в НКТ. Установки работали в автоматическом режиме, частота пуска скребков изменялась от 6 до 12 раз в сутки.

Скважины периодически обрабатывались горячей нефтью и водой путем закачки теплоносителя в межтрубное пространство. Ежемесячно в каждой скважине проводилось 1—8 тепловых обработок.

К основным недостаткам теплового метода относятся высокая стоимость и необходимость привлечения специальных автотранспортных средств (автоцистерны, передвижного насосного агрегата) для проведения работ.

Для создания оптимальных условий эксплуатации скважин и снижения эксплуатационных расходов ОАО «Варьеганнефть» был усовершенствован механический метод борьбы с парафиновыми отложениями.

Борьба с парафиноотложениями рассматривает проведение работ по двум направлениям: предупреждение образования отложений парафина: применение гладких, защитных покрытий, химические и физические методы и удаление: тепловые, механические и химические технологии. Проблема борьбы и удаления парафина из оборудования скважины не решена полностью и остается одной из основных проблем в зарубежной и отечественной нефтедобывающей отрасли.

Очень важное значение имеют вопросы поддержания эксплуатационного фонда скважин в заданном режиме работы. Одной из ключевых мер повышения эффективности работы скважин и увеличение межремонтного периода работы электроцентробежных установок - является борьба с парафиновыми отложениями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вороновский В. Р., Лесин В. И., Василенко И. Р., Габдрахманов Р. А., Любецкий С. В., Шестернина Н. В. Анализ работы магнитных депарафинизаторов в НГДУ «Лениногорскнефть» АО «Татнефть» // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 2020, № 10, С.37 – 40.
2. Галеев Р. Г., Дияшев Р. Н., Потапов С. С. Исследование минерального состава и причин отложений солей в нефтепромысловом оборудовании // Нефтяное хозяйство, 2021, № 5, С. 41 – 45.
3. Елеманов Б. Д. Использование физических полей для снижения интенсивности асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство, 2022, № 7, С.125 – 127.
4. Карпов В., В. П. Воробьев, В. Т. Казаков, И. Р. Василенко, В. И. Лесин. Предупреждение парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложненных условиях путем применения магнитных устройств // Нефтепромысловое дело, 2019, № 12, С.17 – 18.
5. Лесин В. И. Область наиболее эффективного применения магнитных депарафинизаторов при защите от отложений насосно-компрессорных труб добывающих скважин // Бурение и нефть, 2003, № 1, С. 24 – 27.
6. Лесин В. И. Оптимальные термодинамические параметры нефтеводогазовой смеси при магнитной обработке для предотвращения отложений парафинов // Сборник докладов, VI Всероссийский семинар «Термодинамика поверхностных явлений и адсорбции», 24 июня - 1 июля 2022 г., г. Плес Ивановской обл., С. 57 – 61.
7. Лесин В. И. Физико-химические основы нетеплового воздействия электромагнитных и акустических полей на нефть для предотвращения отложений парафинов // Нефтяное хозяйство, 2004, № 1, С. 37 – 39.
8. Лесин В. И., Василенко И. Р., Карпов В. В., Зотиков В. И., Даулинг К. Р. Предупреждение АСПО в скважинах путем применения магнитных

депарафинизаторов в осложненных условиях // Нефтепромысловое дело, 1997, № 4 – 5, С.32 – 36.

9. Лесин В. И., Хавкин А. Я. Влияние объемных зарядов на фильтрацию газоводонефтяной смеси в пористой среде // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений, 1997, № 11, С. 49 – 52.

10. Лесин В.И. Физико-химический механизм предотвращения парафиноотложений с помощью постоянных магнитных полей // Нефтепромысловое дело, 2021, № 5, С.21 – 23.

11. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифуллин А.В., Козин В.Г. Эффективность воздействия на асфальтосмолопарафиновые отложения различных углеводородных композитов // Нефть России. Техника и технология добычи нефти. - 2022. - N 2 - с. 68-70.

12. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. - М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2021. - 653 с.: ил.

13. Персиянцев М.Н., Сазонов Ю. А., Однолетков В. С., Василенко И. Р., Лесин В. И. Анализ результатов опытно-промышленного применения магнитных депарафинизаторов на нефтяных месторождениях Оренбургской области // Нефтепромысловое дело, 2019, № 2, С. 24 – 26.

14. Персиянцев М.Н., Василенко И.Р. Магнитные депарафинизаторы МОЖ.- Газовая промышленность, 2020. - N 8.

15. Ушаков В. В., Сорокин А. В., Патрушев С. Г. Способ предотвращения отложения парафина при добыче нефти из скважины // Патент РФ № 2083804.

16. Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. и др. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов. III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. - Уфа. - 2021, - с. 121-122.

17. Официальный сайт Открытого акционерного общества "Варьеганнефть" <http://www.aoavn.ru/?id=1&category=14> (дата обращения 19.06.2022)

18. Закон РФ №2395-1 О недрах (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 1 апреля 2022 года). – 1992. – 823 с.

19. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.

20. Приказ Минздравсоцразвития России «Об утверждении Межотраслевых правил обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты» №290н. – 2009. – 218 с.

21. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

22. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

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

24. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N1).

25. ГОСТ Р ИСО/ТС 10811-1-2007. Вибрация и удар. Вибрация в помещениях с установленным оборудованием. Часть 1. Измерения и оценка.

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

27. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

28. ГОСТ 2405-88 Манометры, вакуумметры, мановакуумметры, напорометры, тягомеры и тягонапорометры. Общие технические условия.

29. ГОСТ Р 57701-2017 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Программы в области обращения с твердыми коммунальными отходами.

30. ГОСТ Р 54803-2011 Сосуды стальные сварные высокого давления. Общие технические требования.

31. ГОСТ ИЕС 61340-5-1-2019 Электростатика. Защита электронных устройств от электростатических явлений. Общие требования.

32. ГОСТ Р 58698-2019 (МЭК 61140:2016) Защита от поражения электрическим током. Общие положения для электроустановок и электрооборудования.

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

34. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация (с Поправками).

35. ГОСТ Р 57216-2016 Радиационный контроль. Представление результатов измерений

36. ГОСТ Р 22.0.07-95 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров (принят в качестве межгосударственного стандарта ГОСТ 22.0.07-97).

37. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.