

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К БОРЬБЕ С ПАРФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВОМ X МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)</b>

УДК 622.276.72(571.51)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Лужбин Дмитрий Константинович		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		

#### Консультант

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**Планируемые результаты обучения**

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б5В	Лужбину Дмитрию Константиновичу

Тема работы:

Комплексный подход к борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на нефтегазовом X месторождении (Красноярский край)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-122/с от 28.02.2020

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

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Общая характеристика отложений парафинов; факторы, влияющие на формирование отложений парафина; геолого-физическая характеристика месторождения; физико-химические свойства нефти и газа; технологии предотвращения парафина методом ингибирования в добываемую жидкость (в линию); тепловые технологии предотвращения парафиноотложений; технологические методы предотвращения парафиноотложений; технологии удаления парафина растворителями; термохимические технологии удаления парафина; тепловые

	технологии удаления парафин; механические методы удаления отложений парафина; подача ингибитора СНПХ-7р-14А до начала кристаллизации парафина; подача горячей нефти в скважину депарафинизирующим агрегатом; установка подогрева нефти «Warm-Stream
--	---

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы** (с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Анализ условий влияющих на образование парафиновых отложений в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Современный подход к применению технологий по предотвращению и удалению парафиновых отложений в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Комплекс мероприятий по эффективной борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на нефтегазовом X месторождении (Красноярский край)	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Рыжакина Татьяна Гавриловна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

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

Анализ условий влияющих на образование парафиновых отложений в процессе добычи нефти
Современный подход к применению технологий по предотвращению и удалению парафиновых отложений в процессе добычи нефти
Комплекс мероприятий по эффективной борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на нефтегазовом X месторождении (Красноярский край)
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	к.г.-м.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б5В	Лужбин Дмитрий Константинович		29.02.2020

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

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

<b>Бакалаврская работа</b>
----------------------------

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

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

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

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	Анализ условий влияющих на образование парафиновых отложений в процессе добычи нефти	25
03.04.2020	Современный подход к применению технологий по предотвращению и удалению парафиновых отложений в процессе добычи нефти	25
24.04.2020	Комплекс мероприятий по эффективной борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на нефтегазовом X месторождении (Красноярский край)	30
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
25.05.2020	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	К.Г.-М.Н.		29.02.2020

**Консультант**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## **Обозначения, определения и сокращения**

- 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 маслonaполненный повышающий наземный.

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 113 страниц, в том числе 26 рисунков, 18 таблиц. Список литературы включает 20 источников. Работа содержит 2 приложения.

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

Объектом исследования являются парафиновые отложения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и способы их предотвращения и удаления.

Цель исследования – анализ способов и технологий защиты от парафиновых масс.

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 нефтегазовом X месторождении (Красноярский край).

Область применения: общий фонд добывающих скважин нефтегазового месторождения (Красноярский край).

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.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВЛИЯЮЩИХ НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ .....	14
1.1 Общая характеристика отложений парафинов .....	14
1.2 Факторы, влияющие на формирование отложений парафина .....	16
1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения.....	19
1.4 Физико-химические свойства нефти и газа.....	24
2. СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И УДАЛЕНИЮ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ.....	28
2.1 Технологии предотвращения парафина методом ингибирования в добываемую жидкость (в линию).....	29
2.1.1 Классификация ингибиторов предупреждения парафина.....	29
2.1.2 Смачивающие ингибиторы для предупреждения парафина .....	29
2.1.3 Предупреждение парафина депрессаторами и модификаторами .....	30
2.1.4 Предупреждение парафина моющими и диспергирующими ингибиторами .....	30
2.1.5 Требования к ингибиторам, предупреждающим возникновения парафина .....	30
2.1.6 Технологии постоянного ингибирования с применением устьевых дозаторов.....	31
2.1.7 Технологии постоянного ингибирования с применением внутрискважинных дозаторов .....	33
2.1.8 Технология периодического дозирования ингибиторов .....	34
2.2 Тепловые технологии предотвращения парафиноотложений .....	34
2.2.1 Электрические подогреватели скважинной продукции .....	34
2.2.2 Подача подогретого агента в поток скважинной продукции .....	38
2.3 Технологические методы предотвращения парафиноотложений .....	38

2.3.1	Применение труб с внутренним покрытием .....	38
2.3.2	Применение теплоизолированных труб .....	40
2.3.3	Методы предотвращения воздействием физических полей.....	40
2.4	Технологии удаления парафина растворителями.....	41
2.4.1	Обработка растворителем рабочих органов и лифта установки электрического центробежного насоса.....	42
2.5	Термохимические технологии удаления парафина.....	44
2.5.1	Технология термохимического удаления парафина из сборного коллектора .....	44
2.5.2	Технология термохимического удаления парафина из призабойной зоны пласта.....	49
2.6	Тепловые технологии удаления парафина .....	55
2.6.1	Обработка горячей нефтью.....	55
2.6.2	Обработка горячей водой и паром .....	61
2.7	Механические методы удаления отложений парафина.....	61
2.7.1	Применение скребков для удаления парафина с внутрискважинного оборудования.....	62
2.7.2	Применение скребков для удаления парафина в трубопроводах .....	64
3.	КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОЙ БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВОМ Х МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	66
3.1	Подача ингибитора СНПХ-7р-14А до начала кристаллизации парафина....	68
3.2	Подача горячей нефти в скважину депарафинизирующим агрегатом.....	69
3.3	Установка подогрева нефти «Warm-Stream» .....	70
4	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	75
4.1	Определение целевого рынка и проведение его сегментирования .....	75
4.2	Оценка экономического эффекта применения греющего кабеля на добывающих скважинах.....	82

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	87
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	87
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	87
5.1.2 Организационные мероприятия .....	89
5.1.3 Санитарно-гигиенические условия помещений и расположения используемого оборудования .....	90
5.2 Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов при технологии .....	91
5.2.1 Вредные факторы.....	92
5.2.2 Опасные факторы.....	97
5.3 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях .....	100
5.4 Экологическая безопасность .....	102
5.4.1 Оценка воздействия на геологическую среду.....	102
5.4.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух .....	103
5.4.3 Оценка воздействия на гидросферу .....	103
5.4.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха .....	104
5.4.5 Мероприятия по охране водных объектов .....	105
5.4.6 Мероприятия по охране земельных ресурсов.....	105
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	107
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	108
Приложение А .....	111
Приложение Б.....	112

## ВВЕДЕНИЕ

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.

Наиболее распространённым методом защиты внутрискважинного оборудования от парафиновых масс является применение комплексного подхода, таким образом, борьба с парафиновыми отложениями постоянно требует новых технологических и технических решений.

Актуальность данной работы:

Возможность использование комплексных подходов по борьбе с парафиновыми отложениями при эффективной эксплуатации скважин на нефтегазовом месторождении (Красноярский край).

Целью выпускной квалификационной работы является анализ и обоснование применения комплексного подхода к борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на нефтегазовом X месторождении (Красноярский край).

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 X месторождении (Красноярский край).

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. АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ВЛИЯЮЩИХ НА ОБРАЗОВАНИЕ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

## 1.1 Общая характеристика отложений парафинов

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,  $C_{16}$  -  $C_{35}$  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  $45^{\circ}\text{C}$  до  $65^{\circ}\text{C}$ ;

Температура закипания — свыше  $370^{\circ}\text{C}$

Температура вспышки  $205\text{-}242^{\circ}\text{C}$

Плотность —  $0,878\text{-}0,920\text{ г/см}^3$  ( $15^{\circ}\text{C}$ );

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

Парафин выделяется в нефти (выкристаллизовываться) во время подъема на поверхность, при уменьшении температуры нефти ниже температуры ее насыщения парафином. Также, при определенных термобарических условиях

парафин начинает образовываться в пласте и закупоривает зону скважины в районе забоя.

Нефть в продуктивных пластах Ванкорского месторождения имеют 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, со кристаллизуются 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 Ванкорского месторождения, имеет температуру плавления 40-50 °С и химическую формулу  $C_{21,3}H_{44,6} - C_{27,4}H_{56,8}$  [6].

Дебит скважины, тип отложений и МОП являются главными технологическими критериями, которые определяют потенциальную эффективность и применимость тех или других методов борьбы с парафиноотложениями. Возможные способы предупреждения и удаления парафина различных типов приведены на рисунке 1.

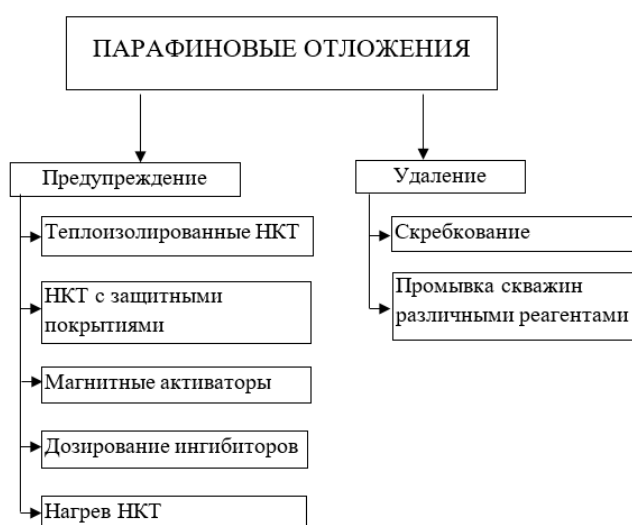


Рисунок 1 – Способы предупреждения и удаления парафиноотложений

## 1.2 Факторы, влияющие на формирование отложений парафина

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 – Смоло-парафиновая 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 отмыwanie 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.

### **1.3 Геолого-физическая характеристика месторождения**

Ванкорское НГКМ открыто в 1988 г. и по величине запасов относится к разряду уникальных. Его начальные извлекаемые запасы - 480 млн т нефти и конденсата и 177 млрд м<sup>3</sup> - газа. Расположено на территории Туруханского района Красноярского края, северная часть частично находится на территории Дудинского района Таймырского (Долгано-Ненецкого) автономного округа.

Обзорная карта района месторождения приведена на рисунке 3, Приложение А. В разрезе нижнего мела выделены нижнехетская, суходудинская, яковлевская и нижняя часть долганской свиты (рисунок 3, Приложение А).

Нижнехетская свита ( $K_1br-v_1$ ) в объеме берриаса и низов валанжина в пределах месторождения пользуется повсеместным распространением и представлена преимущественно глинистыми породами с прослоями алевролитов и песчаников. Глины и аргиллиты темно-серые, плитчатые, с голубоватым оттенком, тонкослоистые, слабо песчанистые, с обугленными растительными остатками и обломками фауны. Песчаники и алевролиты светло-серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, слюдистые, местами известковистые, плотные.

В средней части свиты выделяется два песчаных продуктивных пласта (Нх- III, Нх-IV), общей толщиной около 80м, а в верхней части – песчаная пачка Нх-I, толщиной порядка 10м с доказанной нефтенасыщенностью.

К кровле пласта Нх-I приурочен отражающий сейсмический горизонт I<sup>Д</sup>. Максимальная вскрытая толщина отложений нижнехетской свиты в скважине ВН-4 – 441 м.

Суходудинская свита (K<sub>1</sub>v<sub>1</sub>-h) сложена преимущественно песчано-алевритовыми породами, согласно залегающими на подстилающих отложениях нижнехетской свиты. Свита является региональным коллектором, в разрезе которого выделяется до 13 песчаных пластов, в том числе до 10 газоносных (Соленинское, Казанцевское, Пеляткинское месторождения). На Ванкорском месторождении выдержанные глинистые прослои отсутствуют, в связи с чем, залежи углеводородов не локализируются. Песчаники серые, мелко- и среднезернистые, глинистые, местами известковистые. Алевролиты серые и темно-серые, плотные, песчанистые.

Аргиллиты темно-серые, плотные, плитчатые, с многочисленными остатками пелицепод, обугленных растительных остатков и конкрециями сидерита. Толщина свиты довольно выдержанная и составляет 548 – 588 м.

Малохетская свита (K<sub>1</sub>br-a<sub>1</sub>), так же как и суходудинская литологически представлена песчаниками с малочисленными прослоями глинисто-алевритовых пород. Верхняя часть разреза более песчанистая, в нижней – глинизация увеличивается. Песчаники светло-серые, серые, мелкозернистые, рыхлые. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, плотные, тонкослоистые, слабоволнистые, плитчатые. Толщина свиты 256 – 261 м.

Яковлевская свита (K<sub>1</sub>a<sub>1</sub>-a<sub>13</sub>) на месторождении представлена частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов, с преобладанием глинистых разностей, обогащенных линзовидными прослоями углей. Песчаники серые, желтовато-серые, мелко-среднезернистые,

кварцполевошпатовые, с прослоями углистых аргиллитов. С пластами Як I- VII связана нефтегазоносность разреза свиты. Алевролиты серые, тонкозернистые, плотные, массивные. Аргиллиты темно-серые, с зеленоватым оттенком, тонкослоистые, плитчатые. В продуктивной части свиты прослеживается сейсмический горизонт I<sup>Б</sup>. Толщина отложений свиты – 432 – 441 м.

В разрезе верхнего мела выделена долганская свита, охватывающая отложения сеноманского яруса и частично верхов альба, дорожковская свита в составе нижнего турона, насоновская (верхний турон-сантон), а также салпадаяхинская и танамская свиты в составе кампанского и маастрихтского ярусов.

Отложения долганской свиты (K<sub>1a13</sub>-K<sub>2s</sub>) согласно перекрывают породы яковлевской свиты и представлены песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина песков и песчаников достигает нескольких сот метров. Песчаники серые, светло-серые, разномзернистые, кварцполевошпатовые, нередко косослоистые. С прослоями песчаников на месторождении связаны продуктивные газоносные пласты Дл I-III. Алевролиты и аргиллиты зеленовато-серые, кварцполевошпатовые, встречаются аркозовые разности. В кровле долганской свиты выделен сейсмический отражающий горизонт I<sup>А</sup>. Толщина отложений свиты 305 – 322 м.

Промышленные притоки нефти и газа Ванкорской площади связаны с продуктивными пластами долганской свиты (пласт Дл-I-III), яковлевской (пласты Як-I, Як-II-IV) и нижнехетской (пласты Нх-I, Нх-III-IV).

Залежь пласта Дл-I-III. Газовая залежь пласта Дл-I-III вскрыта скважинами СВ-1 (Северный купол) и ВН-1/2, ВН-4/6, ВН-9, ВН-10 (Южный купол). Залежь является пластовой, сводовой, полностью контролируется структурой, размеры ее составляют 16 • 9 км, газовой контакт принят по подошве нижнего газонасыщенного интервала в скважине ВН-6 на абсолютной отметке – 978,6 м. высота залежи – около 50 м.

Пласт довольно выдержанный представлен песчаниками и алевролитами, толщиной 40 – 45 м, при эффективных значениях – 8,3 – 16,6 м. Газонасыщенные толщины достигают 9,8 – 11 м, при средних значениях 5,1 м. Пласт характеризуется высокой расчлененностью и неоднородностью, что связано с условиями осадконакопления в сеноманское время (русловые отложения). Так в скважине ВН-9 эффективная толщина 15,6 м обусловлена большим числом пропластков небольшой толщины, а в скважине СВ-1 - 11 м эффективной газонасыщенной толщины представлены одним песчаным пластом.

Залежь пласта Як-I. Промышленная газоносность пласта Як-I установлена при опробовании скважины СВ-1 на Северном куполе. Промыслово-геофизическими исследованиями установлено, что приток получен из обоих интервалов, в связи с чем ГVK принят по подошве нижнего продуктивного пропластка на отметке – 1579,5 м. На Южном куполе, в пределах большей его части коллектор заглинизирован. Залежь является пластовой, сводовой, литологически экранированной. Линия замещения коллектора проходит между скважинами ВН-9 и ВН-6.

Газонасыщенный коллектор представлен прослоями песчаников и алевролитов эффективной толщиной от 0,2 до 5,1 м при суммарном значении до 7,0 м. Размеры залежи составляют 12,5 x 3 км, а высота около 15 м.

Залежь пласта Як-II-VII. Залежь пласта Як-II-VII является газонефтяной, вскрыта на Северном и Южном куполах и опробована в 3 скважинах.

На Южном куполе притоки нефти получены в скважинах ВН-6 и ВН-10. В скважине ВН-6 опробовано 4 объекта в интервале 1640 – 1688 м, из которых получен притоки нефти дебитом 21,7 – 74 м<sup>3</sup>/сут, а из нижнего объекта - нефть с водой дебитом 36 и 4,2 м<sup>3</sup>/сут соответственно. В скважине ВН-10 приток нефти дебитом 37,1 м<sup>3</sup>/сут получен из интервала 1686 – 1700 м, на штуцере 6мм при депрессии 11,6 МПа.

Эффективные толщины рассматриваемого пласта колеблются в пределах 51-71 м, сокращаясь к крыльям структуры при высоком коэффициенте расчлененности. Количество песчаных прослоев по скважинам достигает 17-20. Вскрытые газонасыщенные толщины составляют 0,8-18,5 м, нефтенасыщенные – 12,1-30,7 м. По результатам опробования водонефтяной контакт был принят на отметке  $-1643+2,8$  м, а ГНК -  $-1601$  м. По типу залежь пластовая, сводовая. Ее размеры 26 х 9 км, высота – 70 м.

Залежь пласта Нх-I. Нефтяная залежь пласта Нх-I установлена в пределах обоих куполов и вскрыта в 6 скважинах, в 3 из которых выполнено опробование. На Северном куполе в скважине СВ-1 приток не получен, а на Южном куполе притоки нефти составили 35,7-49,6 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 9 и 6 мм соответственно (скв. ВН-4 и ВН-9). Залежь является пластовой, сводовой, размеры ее 30 х 10 км, высотой 85 м. ВНК принят по наиболее низкой отметке подошвы нефтенасыщенного коллектора в скважине ВН-5  $-2635$  м, установленной по данным ГИС. В сводовой части залежи нефтенасыщенный коллектор, представленный прослоями песчаников и алевролитов, вскрыт на отметках – 2543-2565 м, а на крыльях и периклиналях –  $-2614-2620$  м. Эффективные толщины песчаных прослоев составляют 0,2-3,8 м, при суммарных значениях – 1,0-11,0 м.

Залежь пластов Нх-III–IV Газонефтяная залежь пластов Нх-III–IV развита в пределах обоих куполов месторождения, является пластовой, сводовой, и вскрыта в 6 скважинах). Кровля продуктивных коллекторов залегают на глубинах 2725-2785 м на абсолютных отметках  $-2670-2729$  м.

Литологический состав пластов-коллекторов довольно однообразен. Это песчаники и алевролиты с тонкими прослоями аргиллитов и глин. Эффективные нефтенасыщенные толщины изменяются от 24,4 до 31,8 м, а максимальные газонасыщенные достигают 36 м.

По результатам интерпретации материалов ГИС и испытаний поисково-разведочных скважин водонефтяной контакт на Северном и Южном куполах

принят на абсолютных отметках минус 2753 м– 2760 м (скв. СВ-1, ВН-10). Газовая шапка вскрыта на Южном куполе, где газо-водяной контакт принят на отметках минус 2721-2927 м. В пределах Северного купола опробована скважина СВ-1, в которой из интервалов 2755-2761 и 2768-2777 получены притоки нефти дебитом 178,8 и 277,2 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 8 и 10 мм соответственно. На Южном куполе опробование нефтяной и газовой частей залежи выполнено в 4х скважинах (ВН-4, ВН-5, ВН-9 и ВН-10). Во всех скважинах, вскрывших залежь, получены промышленные притоки нефти и газа. Дебиты нефти изменялись в широких пределах, составляя 14,2 м<sup>3</sup>/сут (скв.ВН-5), 182,5 м<sup>3</sup>/сут (скв.ВН-10) на штуцере диаметром 3 и 8 мм соответственно, а газа, – 154,9 тыс. м<sup>3</sup>/сут на шайбе 9 мм (скв. ВН-4). Размеры залежи 22 x 7 км, высота газовой шапки около 70м, нефтенасыщенной части пласта – 30 м.

#### **1.4 Физико-химические свойства нефти и газа**

Глубинные пробы в пределах месторождения были отобраны в 7 скважинах.

Пробы отбирались при испытании пластов Нх-I, Нх-III-IV и Як-III-VII. По Нх-I была отобрана одна проба в скважине Внк-10. По пласту Нх-III-IV были отобраны 7 проб по четырем скважинам. По пласту Як-III-VII отобрано 5 проб из трех скважин, все пробы являются представительными.

Свойства пластовых нефтей по результатам исследования проб представлены в таблице 1, приведена классификация нефти [7].

По результатам исследования глубинных проб, содержащаяся в них нефть по пласту Нх-III-IV имеет в газонасыщенном состоянии плотность в интервале 0,677-0,742 г/см<sup>3</sup> (среднее значение - 0,701), вязкость динамическая 0,74-4,76 МПа\*с (среднее - 0,90), газосодержание среднее – 109,8 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения 18,2-24,62 МПа (среднее — 20,67), объемный коэффициент 1,25-1,45 (среднее 1,38).



Плотность насыщенной газом нефти по глубинным пробам пласта Як-III-VII составляет 0,815-0,851 г/см<sup>3</sup> (среднее значение - 0,827), вязкость динамическая 8,8-20,79 мПа\*с (среднее - 17,27), газосодержание среднее - 25,3 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, давление насыщения 7,18-15,44 МПа (среднее — 10,92), объемный коэффициент 1,057-1,148 (среднее 1,1).

Практически по всем продуктивным пластам производился отбор поверхностных проб нефти. При наличии фонтанирующих притоков пробы отбирались из мерной емкости, либо из газосепаратора. При не переливающихся притоках - желонкой с уровня или при промывке. Всего проанализировано 15 проб из 6 скважин.

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-I в среднем составляет 0,831 г/см<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,08-0,36%, в среднем 0,22%), малосмолистая (3,05-4,4%, в среднем 3,72%), парафиновая (2,0-4,8%, в среднем 3,4%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Нх-III-IV в среднем составляет 0,858 г/см<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,01- 0,176%, в среднем 0,112%), малосмолистая (3,66-7,35%, в среднем 6,51%), парафиновая (2,17-5,66%, в среднем 3,33%).

Плотность нефти по поверхностным пробам по пласту Як-III-VII в среднем составляет 0,902 г/см<sup>3</sup>. Нефть малосернистая (0,09- 0,37%, в среднем 0,21%), малосмолистая (6,89-12,72%, в среднем 9,59%), малопарафиновая и парафиновая (0,47-2,7%, в среднем 1,5%).

Состав и физико-химические свойства растворенного нефтяного газа изучены при исследовании глубинных проб нефти в 5 скважинах по 10 объектам. Содержание метана в растворенном газе продуктивного пласта Як-III-VII составляет 82-95%. Растворенный газ пласта - содержит 80-87% метана и относится к классу полужирных по данным исследования скв. ВН-9. По данным исследования скв. СВнк-1, газ, растворенный в нефти пласта Нх-III-IV северного купола, на 96% состоит из метана и является сухим.

Пробы свободного газа отбирались при исследовании скважин на устье, либо из газосепаратора, в двух скважинах отобрано 4 пробы.

Свободный газ продуктивного пласта Нх-III-IV относится к классу полужирных, содержание метана составляет 88-91%, содержание тяжелых углеводородов до гексана включительно 7-10%.

Полученные при лабораторных исследованиях величины давления насыщения нефти газом для пластов Як-III-VII и Нх-III-IV оказались заметно ниже величин соответствующих пластовых давлений. Это можно объяснить частичной потерей газа при отборе и транспортировке глубинных проб. По этой причине для целей оценки запасов и технологических ресурсов величины давления насыщения были приняты равными пластовому давлению на ГНК, а значения газосодержания и объемного коэффициента пересчитаны на основе корреляции между газосодержанием, давлением насыщения и объемным коэффициентом.

Таблица 1 - Свойства пластовой нефти

Наименование	Продуктивные пласты		
	Як-III-VII	Нх-I	Нх-III-IV
Давление насыщения газом, МПа	10,92	19,0	20,67
Газосодержание при дифференциальном разгазировании, $\text{м}^3/\text{м}^3$	25,3	115,5	109,8
$\text{м}^3/\text{т}^3$	28,0	139,0	128,0
Объемный коэффициент при $P_{пл}$ и $t_{пл}$			
- однократное разгазирование, доли ед.	-	-	1,38
- дифференциальное разгазирование, доли ед.	1,21	1,54	1,27
Плотность газа при 20 °С, $\text{г}/\text{см}^3$	-	-	0,75
Плотность нефти в поверхностных условиях, $\text{г}/\text{см}^3$	0,902	0,831	0,858
Классификация нефти по плотности	Битуминозная	Легкая	Средняя

Продолжение таблицы 1

Вязкость пластовой нефти при $P_{пл}$ и $t_{пл}$ , МПа*с	17,27	0,98	0,90
Классификация нефти по вязкости	Повышенной вязкости	Незначительной вязкости	Незначительной вязкости
Содержание серы в нефти, %	0,21	0,22	0,112
Классификация нефти по содержанию серы	Мало-сернистые	Мало-сернистые	Мало-сернистые
Содержание смол и асфальтенов, %	9,59	3,72	6,51
Классификация нефти по содержанию смол и асфальтенов	Смолистые	Мало-смолистые	Смолистые
Содержание парафинов, %	0,47-2,7%	3,4	3,33
Классификация нефти по количеству парафинов	Малопарафинистые (<1,5%) Парафинистые (1,51-6%)	Парафинистые	Парафинистые

## 2. СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ПРИМЕНЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ И УДАЛЕНИЮ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В настоящее время, в промысловой практике наиболее распространенными технологиями предотвращения и удаления парафина на нефтепромысловом оборудовании являются: механические, тепловые, химические, представлены в таблицах 2, 3.

Таблица 2 - Технологии предотвращения отложений парафина

№ п/п	Наименование	Технологии
1.	Технологии подачи ингибитора	Технологии постоянного дозирования ингибитора Технологии периодического дозирования ингибитора
2.	Тепловые технологии	Электрические подогреватели скважинного флюида Подача подогретого агента в поток скважинной продукции
3.	Технологические методы	Применение труб с внутренним покрытием Применение теплоизолированных труб Применение воздействия физических полей

Таблица 3 - Технологии удаления отложений парафина

№ п/п	Наименование	Технологии
1.	Технологии удаления растворителями	Обработка растворителем рабочих органов и лифта УЭЦН Обработка растворителем лифта УЭЦН
2.	Термохимические технологии	Технология термохимического удаления парафина из сборного коллектора Технология термохимического удаления парафина из призабойной зоны пласта
3.	Тепловые технологии	Обработка горячей нефтью Обработка горячей водой и паром
4.	Механические методы	Применение скребков для удаления парафина с внутрискважинного оборудования Применение скребков для удаления парафина в трубопроводах

## **2.1 Технологии предотвращения парафина методом ингибирования в добываемую жидкость (в линию)**

### **2.1.1 Классификация ингибиторов предупреждения парафина**

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.

### **2.1.2 Смачивающие ингибиторы для предупреждения парафина**

Механизм воздействия ингибиторов смачивающего типа состоит в гидрофиллизации металлической поверхности нефтепромыслового оборудования полимерным, адсорбционным, высокомолекулярным слоем. Этот слой работает смазкой для парафиносодержащей неполярной нефтяной фазы, которая осуществляет уменьшение формирования парафина на поверхности.

Основой данного метода заложена периодическая обработка водным раствором реагента нефтепромыслового оборудования с дальнейшим отложением на стенках труб в течение определённого времени. Определяющим условием эффективной работы ингибиторов этой группы является минимальный процент отложений на стенках труб перед использованием смачивающих ингибиторов.

Технология имеет недостатки: периодические остановки (простой скважин), загрязнение оборудования реагентом, смыв слоя со стенок водонефтяным потоком, загрязнение оборудования реагентом, ограничение эффективной защиты участком обработки. В настоящее время смачивающие ингибиторы не применяются в нефтяной промышленности.

### **2.1.3 Предупреждение парафина депрессаторами и модификаторами**

В момент возникновения твердой фазы ингибиторы модифицирующего действия изменяют кристаллическую структуру парафина, благодаря этому возникают дендритные кристаллы парафина, которые не соединены друг с другом структурно вязкоупругой, аморфной, наименее застывающей жидкой фазе нефти. Вязкоупругая и не застывающая фаза нефти приходится средой, которая значительно осложняет откладывание парафина на стенках труб.

Принцип работы депрессаторов совершается в адсорбции их молекул на кристаллах парафина, это создает помеху их способности к накоплению и агрегации. Депрессаторы уменьшают температуру застывания нефти.

### **2.1.4 Предупреждение парафина моющими и диспергирующими ингибиторами**

Ингибиторы моющего типа включают в себя основном нефтерастворимые неионогенные, катионные и анионные ПАВ. Действие данных ингибиторов заключается в дроблении кристаллов парафина и дальнейшем выносе их в поток жидкости, удерживая при этом во взвешенном состоянии.

Технология использования ингибиторов данного типа подразумевает диспергирование и дальнейшее смывание формирующихся кристаллов, появляющихся как в объёме, так и на стенках труб при постоянной подачи химического реагента в нефть, а также при температуре, которая выше температуры начала кристаллизации парафина.

### **2.1.5 Требования к ингибиторам, предупреждающим возникновения парафина**

Требования, предъявляемые к ингибиторам, предупреждающим отложения парафина при добыче нефти:

- отсутствие их влияния на процесс подготовки нефти;
- умеренные пожароопасные и токсикологические свойства;

- технологичность на промыслах во время работы при различных климатических условиях;
- оптимальная эффективность ингибиторов при расходе реагентов 60-200 г на 1 тонну добываемой нефти.

### **2.1.6 Технологии постоянного ингибирования с применением устьевых дозаторов**

Постоянная подача ингибитора устьевыми дозаторами производится в затрубное пространство скважин. Для подачи ингибитора непосредственно на прием насоса могут быть использованы специальные трубки малого диаметра - «капилляры». Однако применение «капилляров» усложняет проведение ремонта скважины (так как необходимо закреплять их на НКТ, аналогично кабелю ЭЦН), а также требует, чтобы устьевая арматура имела кабельный ввод.

Область применения: скважины (нефтесборные коллекторы), осложненные парафиноотложением.

Преимущества технологии: гарантированное присутствие ингибитора парафина в продукции скважин; регулирование подачи ингибитора.

Недостатки технологии: потери ингибитора на адсорбцию (если не используется УДХ с подачей на насос); технология требует капитальные вложения (закупка дозирующих устройств) и постоянное обслуживание дозирующих устройств.

Краткое описание технологии.

Преимуществом дозирования ингибитора для предупреждения отложений парафина через «капилляры» является, то, что исключаются потери ингибитора в связи с адсорбцией на поверхности эксплуатационной колонны и НКТ (непосредственная подача на погружной насос).

В качестве средств дозированной подачи ингибитора парафина используются: устьевые скважинные дозаторы с приводом от станка-качалки; установки дозирочные с электроприводом; устройство гидростатического действия.

Принципиальная технологическая схема подачи ингибитора в затрубное пространство скважины дозировочным насосом приведена на рисунке 4.

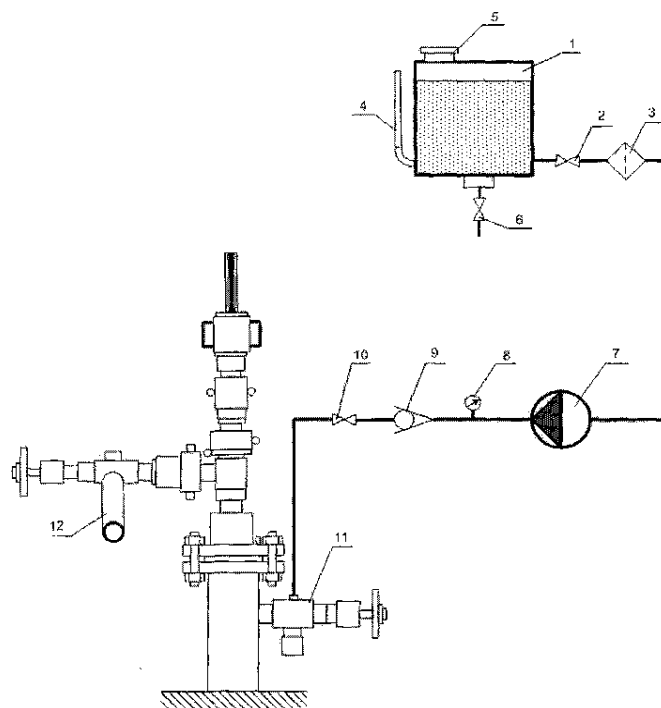


Рисунок 4 – Принципиальная технологическая схема подачи ингибитора в затрубное пространство скважины дозировочным насосом:

1 - емкость; 2,10 - вентиля; 3 - фильтр; 4 - уровнемер; 5 - заправочная горловина; 6 - сливной кран; 7 - дозировочный насос с электроприводом или с приводом от станка-качалки; 8 - манометр; 9 - обратный клапан; 11 - за трубная задвижка; 12 - выкидная линия.

Подача ингибитора в затрубное пространство дозировочным насосом. Дозировочный насос 7 соединяется всасывающей линией с емкостью 1. Емкость оборудуется заправочной горловиной 5, устройством для замера уровня ингибитора 4. На всасывающей линии устанавливается регулировочный вентиль 2 и фильтр 3; на нагнетательной линии насоса - обратный клапан 9, задвижка 10 и для контроля над давлением в процессе дозирования манометр 8.

Необходимый объем ингибитора в сутки рассчитывается по формуле (1):

$$V_{\text{ингиб}} = Q_{\text{н}} \cdot q_{\text{ингиб}} / \rho_{\text{ингиб}} \cdot 0,001, \quad (1)$$

где

$V_{\text{ингиб}}$  - объем ингибитора, л/сут;

$Q_{\text{н}}$  - дебит скважины по нефти, т/сут;



$q_{\text{ингиб}}$  - удельный расход ингибитора, кг на 1 т нефти;

$\rho_{\text{ингиб}}$  - плотность ингибитора, кг/м<sup>3</sup>;

0,001 – коэффициент перевода м<sup>3</sup> в литры.

Перед началом ингибирования скважины необходимо очистить все внутрискважинное оборудование от парафина.

В период 3-5 суток после начала подачи ингибитор дозируется в скважину в концентрации, превышающую оптимальную (удельную) в 3 раза.

### **2.1.7 Технологии постоянного ингибирования с применением внутрискважинных дозаторов**

Технология основана на спуске в скважину контейнера, заполненного ингибитором парафиноотложения. При эксплуатации происходит подача ингибитора непосредственно в добываемую продукцию через специальное дозирующее устройство – контейнер с ингибитором. В качестве контейнера, содержащего ингибитор, используются НКТ с заглушкой на конце.

Область применения: скважины (нефтесборные коллекторы), осложненные парафиноотложением, на месторождениях, где затруднен подвоз, складирование и хранение жидких реагентов, осложнены процессы устьевых заливок и обслуживание дозирующих установок.

Преимущества технологии: гарантированное присутствие ингибитора парафина в продукции скважин; нет необходимости постоянного обслуживания дозирующего устройства.

Недостатки технологии: сложность точной дозировки ингибитора; возможно быстрое расходование ингибитора за счет высокого дебита жидкости (более 80 м<sup>3</sup>/сутки); увеличение времени на ТКРС в связи с заправкой контейнера; технология требует капитальные вложения (закупка дозирующих устройств) и постоянное обслуживание дозирующих устройств.

### **2.1.8 Технология периодического дозирования ингибиторов**

Технология основана на периодической подаче ингибитора парафина в затрубное пространство скважины. При этом ингибитор может подаваться как индивидуально, так и в смеси с углеводородными растворителями.

Область применения: скважины (нефтесборные коллекторы), осложненные парафиноотложением.

Преимущества технологии: мобильность технологии.

Недостатки технологии: не обеспечивает постоянного присутствия ингибитора в продукции скважин.

### **2.2 Тепловые технологии предотвращения парафиноотложений**

В связи с тем, что основным фактором, влияющим на образование парафина, является температура, то с целью предупреждения отложений используется подогрев скважинной продукции.

#### **2.2.1 Электрические подогреватели скважинной продукции**

Метод заключается в спуске в скважину специального электрического подогревателя, который обеспечивает нагрев продукции до температуры выше температуры образования парафина.

Данный метод, может быть, применим, если другие методы не являются эффективными.

Область применения: скважины (нефтесборные коллекторы), осложненные парафиноотложением.

Преимущества технологии: безреагентный метод; высокая автоматизация процесса.

Недостатки технологии: достаточно большие расходы на электроэнергию; технология требует капитальные вложения.

Краткое описание технологии применения греющего кабеля для предупреждения образования отложений парафина.

Для скважин, в которых используется ШГН, нагреть флюид скважины возможно с помощью греющего кабеля, проложенного только снаружи НКТ, так как внутри НКТ находится штанга, как показано на рисунке 5 а. Для скважин, со спущенным в них ЭЦН, а также газлифтных и фонтанных, нагреть скважинный флюид возможно при помощи самонесущего нагревательного кабеля, опускаемого в насосно-компрессорные трубы через лубрикатор, как приведено на рисунке 5 б.

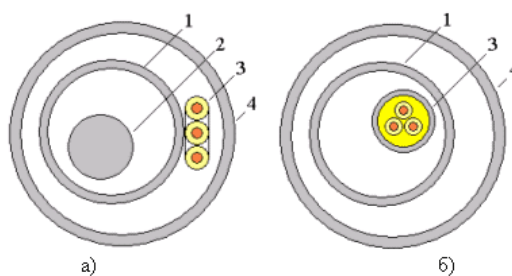


Рисунок 5 – Расположение греющих кабелей в скважине:

а) скважина, используемая ШГН, б) скважина, используемая ЭЦН, газлифтные и фонтанные:

1 - насосно-компрессорная труба; 2 - штанга насоса; 3 - кабель; 4 - обсадная колонна

На рисунке 6 представлены кабели, которые могут быть использованы для нагрева нефтедобывающих скважин для предупреждения парафина.

Плоские трехжильные и четырехжильные кабели устанавливаются на внешней поверхности насосно-компрессорных труб. Устанавливаются к регулируемым трехфазному источнику питания и источнику питания постоянного тока соответственно. В скважинах, эксплуатируемые ЭЦН используют кабель, в основе которого силовые жилы и жилы нагрева имеют одну общую броню. Структура данного кабеля представлена на рисунке 6 в. Силовой-нагревательный кабель экономически целесообразней в использовании чем использование отдельно нагревательного и силового кабелей.

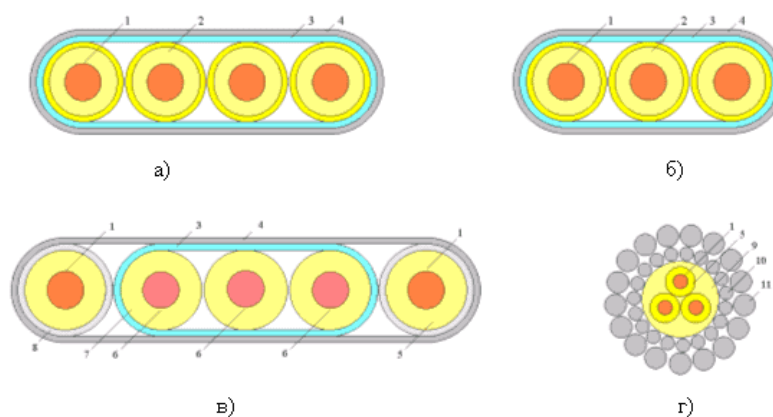


Рисунок 6 – Поперечное сечение кабелей: а) и б) плоские нагревательные кабели; в) комбинированный нагревательно-силовой кабель; г) самонесущий нагревательный кабель:

1 - нагревательная жила, 2 - двухслойная изоляция из полимерного материала с обмоткой, 3 - подушка под броню, 4 - броня из стальной оцинкованной профилированной ленты; 5 - изоляция нагревательной жила из полимерного материала; 6 - три силовые жилы; 7 - изоляция силовых жил; 8 - металлический теплоотводящий экран; 9 - оболочка, 10, 11 - двухслойная броня из стальных оцинкованных проволок

Для сравнения на рисунке 7 показаны следующие варианты расположения нагревательного кабеля: 1) от начала выпадения парафина до устья и 2) на части интервала выпадения парафина. Интервал выпадения парафина находится в диапазоне от 1100 метра до устья.

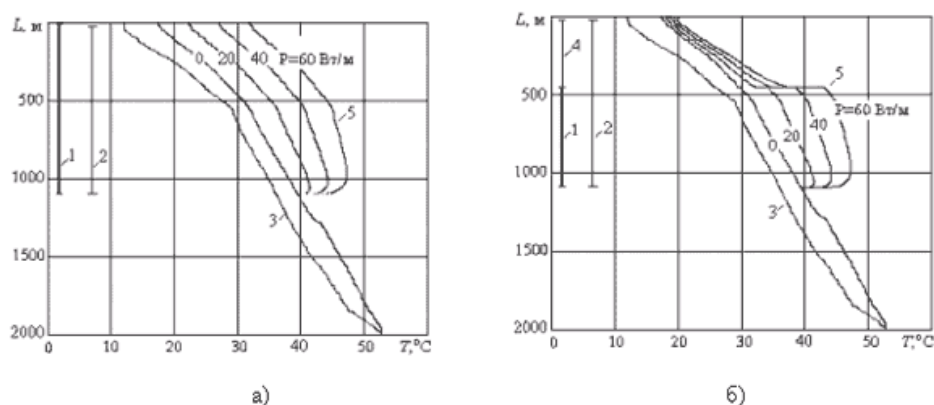


Рисунок 7 – Распределение температуры по глубине скважины с нагревательным кабелем: а) нагревательный кабель расположен от начала

выпадения парафина до устья; б) нагревательный кабель расположен на части интервале выпадения парафина;

1 - нагревательный кабель; 2 - интервал выпадения парафина; 3 - геотерма; 4 - подводный кабель; 5 - температура скважинной жидкости при различных мощностях

На рисунке 7 видно, что увеличение мощности сопровождается увеличением температуры на устье скважины. Например, при мощности 60 Вт/м температура на устье равна 32°C как отображено на рисунке 7 а, в то время как на рисунке 7 б температура скважинной жидкости на устье практически не зависит от подводимой мощности. Поэтому греющий кабель желательно располагать от начала интервала выпадения кристаллов парафина до устья скважины.

На рисунке 8 отображено сравнение двух типов. Температура нефти в лифте скважины при мощности 100 Вт/м равна 47 °С, при нагреве самонесущим кабелем, расположенным в насосно-компрессорных трубах, - 43 °С при мощности 24 Вт/м. Отсюда следует, что, использование кабеля, расположенного внутри НКТ, требует намного меньше мощности, чем кабелем, который расположен снаружи труб.

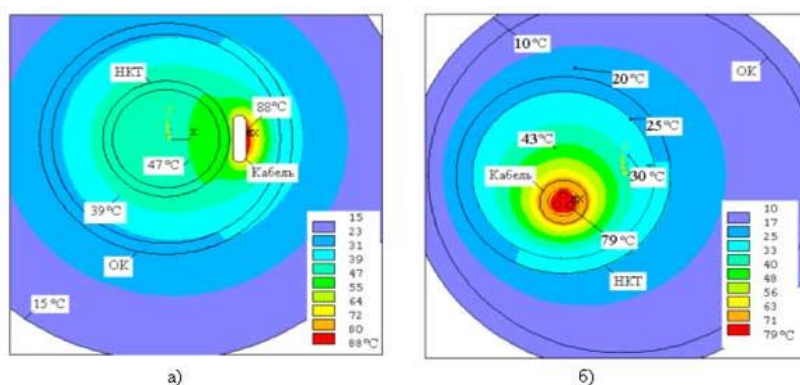


Рисунок 8 – Распределение температуры в поперечном сечении скважины: а) при мощности 100Вт/м для кабеля, расположенного с внешней стороны НКТ; б) при мощности 24Вт/м для кабеля, расположенного внутри НКТ

## **2.2.2 Подача подогретого агента в поток скважинной продукции**

Метод основан в подаче подогретой нефти или воды в поток скважинной продукции для поддержания температуры выше температуры кристаллизации парафина. Технология в основном предназначена для предупреждения выпадения кристаллов парафина в сборном коллекторе.

Область применения: нефтесборные коллекторы, осложненные парафиноотложением.

Преимущества технологии: относительно небольшие затраты на приобретение химических реагентов.

Недостатки технологии: сложность реализации; высокая стоимость реализации технологии.

## **2.3 Технологические методы предотвращения парафиноотложений**

Технологические методы предотвращения парафиноотложений включают: применение труб со специальным внутренним покрытием, способствующим изменению смачиваемости внутренней поверхности НКТ, применение теплоизолированных труб, снижающих потери тепла скважинной продукции в окружающую среду, а также применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний.

### **2.3.1 Применение труб с внутренним покрытием**

Применение труб с внутренним покрытием, предотвращающим отложения парафина, основано на изменении смачиваемости внутренней поверхности НКТ.

На месторождении Красноярского края опыт использования труб премиальных серий TC3000F и Majorack MPAG96/C продемонстрировали их высокую эффективность в борьбе отложениями парафина. Применение труб с данными покрытиями позволяет повысить наработку колонн НКТ, а также повысить их межочистной период, благодаря этому происходит снижение удельных затрат на добычу нефти. В любых случаях использование данного

покрытия дает возможность увеличить наработку насосно-компрессорных на отказ в разы. Использование полимерных покрытий на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб позволяет уберечь от образования кристаллов парафина и улучшить гидравлические характеристики жидкости.

Покрытие Majorpack включает в себя два защитных слоя, сочетающих барьерную и протекторную защиту (рисунок 9). Первый слой (праймер) – протекторный – интерметаллид: химически активный металл наносится диффузионным способом на тело трубы и благодаря образованию интерметаллида и, как следствие, катодной защите, не дает развиваться коррозионным процессам. Наносится на 100% поверхности изделия – снаружи и внутри трубы, включая резьбовые соединения труба/муфта. Второй слой – барьерный с гидрофобными свойствами, благодаря которому покрытие помимо протекторной приобретает также барьерную защиту, повышает устойчивость покрытия к парафиновым отложениям. Основная особенность покрытия заключается в его гладкостных свойствах – шероховатость покрытия не превышает 1,5 микрон. Толщина покрытия не менее 150 мкм.

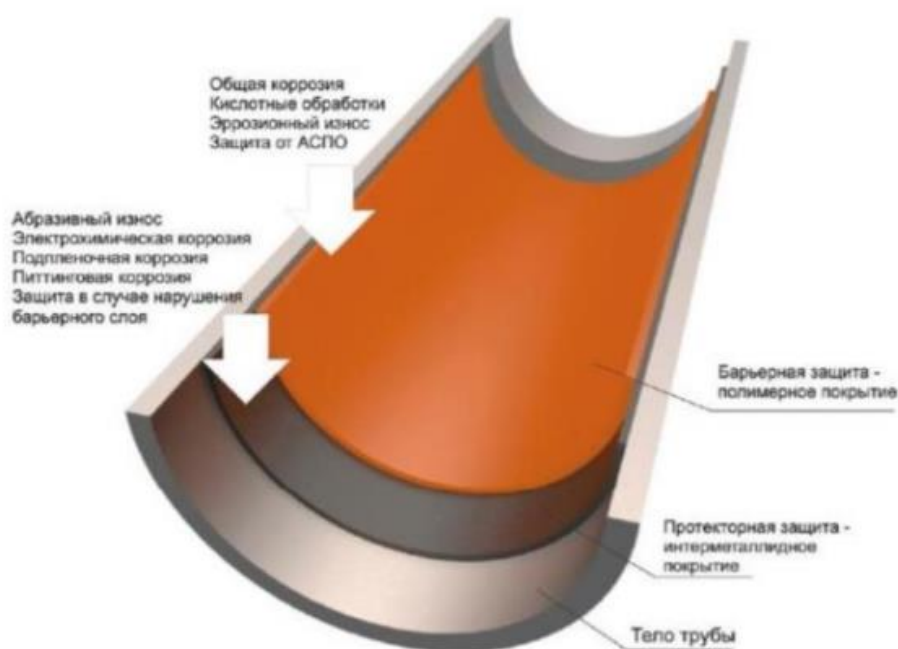


Рисунок 9 – Модель защитного покрытия Majorpack

Принцип работы защитных покрытий заключается:

- в создании гладких поверхностей, которые препятствуют оседанию кристаллов парафинов, способных к адгезии на металле;
- изменение свойств поверхности с гидрофобных на гидрофильные.

Трубы с внутренним покрытием лучше работают на скважинах оборудованных УЭЦН при глубине спуска до 2000-2500 метров.

Преимущества технологии: безреагентный метод.

Недостатки технологии: удорожание стоимости НКТ; хрупкость покрытия.

### **2.3.2 Применение теплоизолированных труб**

Применение теплоизолированных труб основано на снижении потерь тепла скважинной продукции в окружающую среду. В результате температура продукции остается выше, чем температура начала кристаллизации парафинов. При внедрении данной технологии возможно комбинирование подвески с помощью теплоизолированных и обычных НКТ.

Преимущества технологии: безреагентный метод.

Недостатки технологии: удорожание стоимости НКТ (даже в сравнении с трубами с внутренним покрытием); меньшая эффективность по сравнению с НКТ с внутренним покрытием.

### **2.3.3 Методы предотвращения воздействия физических полей**

Методы, основанные на применении электрических, магнитных, электромагнитных полей, механических и ультразвуковых колебаний. Наиболее распространен метод магнитного воздействия на нефть.

Технология основана на спуске в скважину на НКТ специального магнитного активатора. Добываемая продукция, проходя через активатор, меняет свои физические свойства, в результате чего вероятность образования парафина значительно снижается.

Преимущества технологии: безреагентный метод.

Недостатки технологии: дополнительные капитальные вложения.



## 2.4 Технологии удаления парафина растворителями

В качестве реагентов - растворителей парафиновых отложений применяют однокомпонентные растворители, а также многокомпонентные составы, обладающие эффективной растворяющей способностью. Для повышения эффекта удаления отложений парафина растворитель подогревают и/или подают вместе с паром.

Выбор растворителя для удаления парафина на каждом месторождении индивидуален и зависит от прочности осадка, состава и свойств отложений, а также способа эксплуатации скважин. Эффективными считаются многокомпонентные композиции, которые содержат одновременно нафтеновые парафиновые, ароматические углеводороды. Химические реагенты подают через затрубное пространство скважины или напрямую в насосно-компрессорные трубы. В технологии очистки оборудования от парафина реагент может прибывать в двух фазах - в статической связи с парафином и циркулировать.

В качестве удалителя парафина возможно использование широкого ряда углеводородных композиций. Среди индивидуальных органических растворителей выбирают толуол. Растворители природного происхождения - газовый бензин, газоконденсат, легкая нефть, смесь жирных нефтяных газов. Это, как правило, легкие фракции парафиновых углеводородов C<sub>4</sub>-C<sub>8</sub>. В качестве удаления на водной основе применяют моющие смеси, которые отмывают парафиновые отложения за счет диспергирования. Моющие составы на твердых поверхностях способны создавать гидрофилизирующие пленки, способные замедлять скорость повторного появления парафина.

Преимущества технологии: при правильном подборе растворителя удаляются весь парафин; простота реализации.

Недостатки технологии: высокая стоимость растворителя; высокая пожароопасность растворителя.

Использование растворителей принадлежит к одному из эффективных способов удаления отложений парафина, так как никогда не оказывает

осложнений при технологических обработках скважин. Применение растворителей рекомендуется в случаях:

- удаление парафина из НКТ при глубоких отложениях (ниже 500 м), когда вышеперечисленные технологии приносят мало эффекта и выходом является проведение ПРС;
- промывка приемной сетки насоса и рабочих органов УЭЦН при снижении дебита на 15 % и более.

Для удаления парафина из скважин Ванкорского месторождения рекомендуется применение растворителей: Пральт НК-3, Fores SA-30, СНПХ-7р-14А, Нефрас С4 150/200.

#### **2.4.1 Обработка растворителем рабочих органов и лифта установки электрического центробежного насоса**

При эксплуатации скважины при невысоких давлениях на забое (ниже давления насыщения нефти газом) в рабочих органах УЭЦН и приемной сетке насоса образуются парафин.

Для обработки отложений применяют два способа:

- продавка количества растворителя через УЭЦН промывочным агрегатом. Данный способ используется при значительном снижении производительности насоса и повышении над приемом динамического уровня. Порцию растворителя не менее 1 м<sup>3</sup> продавливают в затрубное пространство скважины через насос жидкостью (как правило нефтью). После циркуляции объема растворителя через насос прокачку жидкости в затрубное пространство скважины останавливают, УЭЦН продолжает работать. Давление продавки жидкости необходимо удерживать не выше 4-5 МПа. Если динамический уровень высокий и плохая циркуляция, (поступление растворителя до приема насоса более 0,5 часа), то во избежание перегрева погружного электродвигателя на время продавки жидкости через насос УЭЦН. Запускают только после того, как порция растворителя достигнет приемной сетки насоса.

- закачка растворителя в затрубное пространство необходимого объема без последующей закачки его через насос. Данный способ применяется на

скважинах с низким динамическим уровнем, при низком погружении ЭЦН под динамический уровень, при хорошем поглощении жидкости пластом при обработках скважины. Закачка колеблется от 0,3 м<sup>3</sup> до 1,5 м<sup>3</sup>. Растворитель перемешивается в затрубном пространстве с нефтью, повышая ее растворяющую способность и циркулируя через ЭЦН, отмывая отложения парафина.

При глубоких отложениях парафина в НКТ (ниже 500 метров), когда перечисленные выше технологии удаления становятся малоэффективными и на помощь приходит проведение ПРС.

Для промывки подвески скважины растворителем рассмотрены следующие варианты:

- закачка растворителя в затрубное пространство скважины объемом 6-8 м<sup>3</sup> с последующей продавкой его нефтью на работающий насос до полного поступления и заполнения объема НКТ с фиксацией циркуляции растворителя на устье скважины. Далее производят остановку УЭЦН на реагирование растворителя с парафином на 9-10 ч. После пуска скважины в работу отложения реакции отрабатывают на дренажную или технологическую емкость;

- закачка растворителя в затрубное пространство скважины количеством 2/3 объема НКТ, после производится обвязка устьевого арматуры по схеме «НКТ – затрубное пространство». Работа скважины переводится на «самоциркуляцию» в течение 9 - 10 ч.;

- закачка растворителя в трубное пространство скважины и поступление растворителя в НКТ до клапана, установленный на глубине 400 – 600 м, тем самым заполняя пространство растворителем без насоса. Скважину обрабатывают 7 - 10 ч, после запуска насоса продукты реакции отрабатывают в выкидную линию.

По изменению дебита скважины, динамического уровня над приемной сеткой, по изменению рабочего тока и загрузки УЭЦН, можно судить об эффективности данного метода. Чистоту НКТ проверяют путем спуска в лифт шаблона при помощи исследовательского агрегата спустя сутки после обработки растворителем [6].

## **2.5 Термохимические технологии удаления парафина**

В термохимических технологиях для удаления парафина используются химические составы, генерирующие тепло в результате химического взаимодействия компонентов. Основным преимуществом данной технологии является возможность генерирования тепловой энергии непосредственно на месте образования парафиноотложений, это обеспечивает минимальные потери тепла.

### **2.5.1 Технология термохимического удаления парафина из сборного коллектора**

Технология основана на закачке в сборный коллектор специальной термохимической композиции, которая позволяет расплавить парафин и удерживать их в объеме композиции для последующего удаления.

Преимущества технологии: разогрев парафина происходит непосредственно в месте их образования, что позволяет избежать потерь тепла.

Недостатки технологии: сложность реализации технологии; большие расходы на проведение обработок [4].

Описание технологии:

Для осуществления технологического процесса выбираются коллектора с интенсивным отложением парафина.

Задвижки и запорная арматура коллекторов, нефтепроводные коммуникации намеченные для проведения работ, должны быть в исправном состоянии и не вызывать осложнений при осуществлении технологического процесса.

Для приготовления термохимической композиции используют следующие реагенты: нитрит натрия (технический); сульфаминовая кислота (техническая); гидроксид натрия (технический) или гидрокарбонат аммония (аммоний углекислый кислый) или карбонат аммония (аммоний углекислый) или углеаммонийные соли; техническая вода; углеводородный растворитель (нефть, конденсат, «Рефлюкс» и т.п.); эмульгатор (Нефтенол НЗ и т.п.).

Сульфаминовая кислота должна быть частично нейтрализована нейтрализующим реагентом, в качестве которого используют гидроксид натрия или гидрокарбонат аммония, или карбонат аммония или углеаммонийные соли, причем на 1000 кг сульфаминовой кислоты необходимо брать 330 кг гидроксида натрия или 652 кг гидрокарбоната аммония или 196 кг карбоната аммония или 667 кг углеаммонийных солей.

Подготовительные работы:

Освободить нефтесборный коллектор от продукции скважин путем слива ее обратно в скважины либо откачкой в незапарафиненный нефтесборный коллектор.

Проверить работоспособность запорной арматуры на осложненном участке нефтесборного коллектора и в случае необходимости заменить на исправную.

Рассчитывается количество и состав термохимической композиции необходимой для закачки в нефтесборный коллектор. При этом общий объем термохимической композиции берётся в 1,2 - 1,5 раза больше, чем объем обрабатываемого коллектора, а плотность термохимической композиции принимается равной 1000 кг/м<sup>3</sup>.

В автоцистерне готовится 20 % по массе раствор нитрита натрия в воде с применением блока для растворения сухих реагентов. Необходимый объём технической воды, который следует добавить для получения раствора с массовой концентрацией нитрита натрия 20 % рассчитывается по формуле (2):

$$V_{\text{вода}} = \frac{4 \cdot m_{\text{нн}}}{1000}, \quad (2)$$

где

$V_{\text{вода}}$  - объем воды, который необходимо добавить в раствор, м<sup>3</sup>;

$m_{\text{нн}}$  - масса нитрита натрия, кг.

Приготовленный раствор помещают в автоцистерну.

В автоцистерне готовится раствор в воде, содержащий сульфаминовую кислоту и нейтрализующий реагент. Конечная массовая концентрация сульфаминовой кислоты в растворе должна составлять 20 %. Необходимый

объем воды, который следует добавить для получения раствора нейтрализованной сульфаминовой кислоты с массовой концентрацией сульфаминовой кислоты 20 % рассчитывается по формуле (3):

$$V_{\text{вода}} = \frac{4 \cdot m_{\text{аск}} - m_{\text{нр}}}{1000}, \quad (3)$$

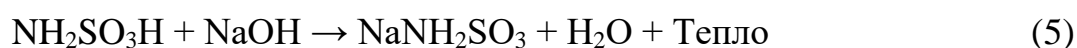
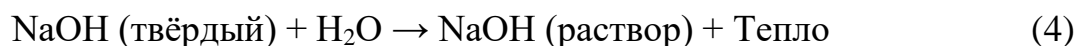
где

$V_{\text{вода}}$  - объем воды, который необходимо добавить в раствор, м<sup>3</sup>;

$m_{\text{нр}}$  - масса сульфаминовой кислоты, кг;

$m_{\text{нр}}$  - масса нейтрализующего реагента, кг.

Растворение гидроксида натрия в воде и реакция гидроксида натрия и сульфаминовой кислотой сопровождаются выделением значительного количества тепла и с разогревом реакционной смеси на 40 – 50 °С в результате следующих реакций:



Поэтому следует вначале постепенно добавить расчетное количество гидроксида натрия к воде с применением блока для растворения сухих реагентов. Перемешать полученную массу до растворения гидроксида натрия (растворение сопровождается повышением температуры на 20 – 40 °С). Для этого необходимо обвязать автоцистерну с насосным агрегатом и организовать внутреннюю циркуляцию суспензии гидроксида натрия. После растворения гидроксид натрия дать реакционной смеси остыть до температуры окружающего воздуха. Затем к раствору гидроксид натрия постепенно добавить расчетное количество сульфаминовой кислоты (реакция сопровождается повышением температуры на 20 – 40 °С) Раствор охладить до 40 °С и залить в кислотный агрегат.

Залить расчетный объем органического растворителя в автоцистерну. Количество растворителя составляет 890 кг органического растворителя на 1000 кг водного раствора сульфаминовой кислоты нейтрализованного гидроксидом натрия.

Залить расчетный объем эмульгатора в автоцистерну с органическим растворителем. Необходимый объем эмульгатора составляет 4 – 5 % от объема растворителя. Дозировка эмульгатора уточняется перед проведением работ.

Произвести транспортировку растворов на участок трубопровода, подготовленного к обработке.

При обвязке агрегата и автоцистерны, а также агрегата с нефтесборным коллектором производят:

- опрессовку линии нагнетания на 1,5-кратное давление от ожидаемого рабочего давления;
- проверка линии нагнетания на герметичность;
- подборка уплотнительных элементов из материалов к воздействию кислот и органических растворителей;
- установка на нагнетательную линии обратного клапана, а на насос спусковой предохранительный клапан.

Растворитель перекачивают в чан агрегата.

Агрегатом и кислотным агрегатом через тройник производить подачу растворителя и частично нейтрализованного раствора сульфаминовой кислоты на диспергатор для приготовления эмульсии. Получившуюся эмульсию собирать в автоцистерне.

Кислотным агрегатом произвести 3-х кратное перемешивание всего объема приготовленной эмульсии в автоцистерне,

Начать закачку раствора нитрита натрия и эмульсии агрегатом и кислотным агрегатом (следует использовать два насосных агрегата для отдельного закачивания компонентов термохимического состава в коллектор).

Скорость подачи реагентов в начале закачки (в течение 10 минут) - минимально допустимая при работе насосного агрегата. При допустимом для трубопровода повышении давления на входе и выходе скорость закачки может быть постепенно увеличена. Давление на входе и выходе из трубопровода должно непрерывно контролироваться в ходе закачки композиции. При

превышении допустимого давления закачку композиции необходимо прекратить и возобновить после снижения давления.

Объемное соотношение подаваемых реагентов должно составлять 1 объем раствора нитрита натрия к 3 объемам эмульсии сульфаминовой кислоты, нейтрализованной гидроксидом натрия.

Скорость закачки раствора нитрита натрия должна находиться в пределах 1 - 2 м<sup>3</sup>/час, скорость закачки эмульсии нейтрализованной сульфаминовой кислоты, в пределах 2 - 6 м<sup>3</sup>/час.

Реакция термохимического состава сопровождается выделением газообразного азота. На каждые 1000 кг нитрита натрия выделяется 405,8 кг или 324,7 м<sup>3</sup> газообразного азота. Поэтому, заполнение и обработка нефтесборного коллектора термохимической композицией производится при открытой задвижке на конце обрабатываемого участка нефтепровода. Запрещается проводить обработки термохимической композицией коллекторов имеющих глухую пробку из-за возможности повышения давления в коллекторе вследствие выделения газообразного азота. По окончании процесса закачки реагентов предусмотреть остановку в ходе обработки на реакцию в течение 20 минут.

По завершению обработки нефтесборный коллектор подключается к выкидной линии действующих скважин для прокачки через него нефтепромысловой продукции или обеспечивается завоз воды в необходимом объеме и производится продавка отработавших реагентов водой.

Обеспечивается контроль за выходом продукции из нефтесборного коллектора. Устанавливаются манометры для контроля давления на входе и выходе участка трубопровода. При превышении допустимого для данного трубопровода давления работы следует остановить и дождаться падения давления до безопасной величины, после чего возобновить закачку.

Производится замер температуры нефтепровода в местах выхода коллектора на поверхность. При превышении температуры трубопровода выше 100 °С, остановить закачку до снижения температуры до 80 °С и возобновить процесс закачки.



Эффект от применения композиции определяется по снижению давления на обработанном участке нефтепровода и увеличению межочистного периода работы обработанного участка [5].

### **2.5.2 Технология термохимического удаления парафина из призабойной зоны пласта**

Технология основана на закачке в призабойную зону пласта специальной термохимической композиции, которая позволяет расплавить парафин и удерживать их в объеме композиции для последующего удаления [4].

Преимущества технологии: разогрев парафина происходит непосредственно в месте их образования, что позволяет избежать потерь тепла.

Недостатки технологии: сложность реализации технологии; большие расходы на проведение обработок.

Описание технологии.

Применяемые технические средства и материалы:

Для осуществления технологического процесса в качестве технических средств удаления отложений парафина из нефтепроводов используются автоцистерны АЦ; кислотные агрегаты; насосный агрегат ЦА-320; диспергатор для приготовления эмульсии.

Для удаления парафина из ПЗП эффективно применение композиции реагентов, состоящей из следующих компонентов: нитрит натрия (технический); сульфаминовая кислота (техническая); гидроксид натрия (технический); техническая вода; органический растворитель («Рефлюкс», нефть, конденсат и т.д.); эмульгатор (Нефтенол НЗ).

Сульфаминовая кислота должна быть частично нейтрализована нейтрализующим реагентом, в качестве которого используют гидроксид натрия, причем на 1000 кг сульфаминовой кислоты необходимо брать 330 кг гидроксида натрия, что обеспечивает 80 % нейтрализацию кислоты.

Применение вышеназванных реагентов не вызывает осложнений при подготовке нефти и не ухудшает ее товарных характеристик.

Выбор скважин для осуществления технологического процесса.

Для осуществления технологического процесса выбираются скважины с интенсивным отложением парафина.

Выбираются скважины, затрубное пространство которых не проявляет выбросов газа.

Наземное и подземное оборудование скважин, намеченных к обработке, должно быть в исправном состоянии и не вызывать осложнений при осуществлении технологического процесса.

Эксплуатация скважин, намеченных для проведения работ, не должна быть осложнена отложениями неорганических солей или выносами породы из пласта.

Подготовка оборудования и материалов к работе

Перед проведением обработки скважин термохимической композицией необходимо:

- Проверить работоспособность наземного и подземного оборудования скважины.
- Разгерметизировать затрубное пространство скважины до атмосферного давления через угловой вентиль.
- На планшайбе устьевого арматуры вместо глухой пробки, которая закрывает отверстие, монтировать вентиль с гибким шлангом для стравливания возможного избыточного давления, которое накапливается в затрубном пространстве на момент проведения работ.
- Производится проверка технического состояния средств транспортирования и закачки термохимической композиции - автоцистерн и насосных агрегатов.

Последовательность технологических операций

Рассчитывается количество и состав термохимической композиции необходимой для закачки в скважину. Масса термохимической композиции для одного цикла обработки скважины рассчитывается по формуле (6):

$$m_{\text{вода}} = 1000 \cdot \pi \cdot R^2 (L_{\text{СКВ}} - L_{\text{СП}}), \quad (6)$$

где

$m_{ТХК}$  - масса термохимической композиции для обработки, кг;

$R$  - радиус эксплуатационной колонны, м;

$L_{СКВ}$  - глубина скважины, м;

$L_{СП}$  - глубина спуска насоса, м.

При необходимости может быть проведено несколько циклов обработок.

В автоцистерне готовится 30 % по массе раствор нитрита натрия в речной воде с применением блока для растворения сухих реагентов. Речная вода должна иметь показатель кислотности рН не ниже 6,5. Необходимый объем речной воды, который следует добавить для получения раствора с массовой концентрацией нитрита натрия 30 % рассчитывается по формуле (7):

$$V_{\text{вода}} = (0,001 \cdot 7 \cdot m_{\text{нн}})/3, \quad (7)$$

где

$V_{\text{вода}}$  - объем воды, который необходимо добавить в раствор, м<sup>3</sup>;

$m_{\text{нн}}$  - масса нитрита натрия, кг.

Приготовленный раствор размещается в автоцистерне.

В автоцистерне готовится раствор в речной воде, содержащий сульфаминовую кислоту и гидроксид натрия. Конечная массовая концентрация сульфаминовой кислоты в растворе должна составлять 20 %. Необходимый объем воды, который следует добавить для получения раствора нейтрализованной сульфаминовой кислоты с массовой концентрацией сульфаминовой кислоты 20 % рассчитывается по формуле (8):

$$V_{\text{вода}} = 0,001 \cdot (4 \cdot m_{\text{аск}} - m_{\text{нр}}), \quad (8)$$

где

$V_{\text{вода}}$  - объем воды, который необходимо добавить в раствор, м<sup>3</sup>;

$m_{\text{аск}}$  - масса сульфаминовой кислоты, кг;

$m_{\text{нр}}$  - масса нейтрализующего реагента, кг.

Растворение гидроксида натрия в воде и реакция гидроксида натрия с сульфаминовой кислотой сопровождаются выделением значительного количества тепла с разогревом реакционной смеси на 40 - 50 °С в результате следующих реакций:



Поэтому, следует вначале постепенно добавить расчетное количество гидроксида натрия к речной воде с применением блока для растворения сухих реагентов, перемешать полученную массу до растворения гидроксида натрия (растворение сопровождается повышением температуры на 20 - 40 °С). Для этого, обвязать автоцистерну с насосным агрегатом и организовать внутреннюю циркуляцию суспензии гидроксида натрия. После растворения гидроксида натрия дать реакционной смеси остыть до температуры окружающего воздуха. Затем к раствору гидроксида натрия постепенно добавить расчетное количество сульфаминовой кислоты (реакция сопровождается повышением температуры на 20 - 40 °С). Раствор охладить до 40 °С и залить в кислотный агрегат.

Залить расчетный объем органического растворителя в автоцистерну. Количество растворителя составляет 1000 кг органического растворителя на 1000 кг водного раствора сульфаминовой кислоты нейтрализованной гидроксидом натрия.

Залить расчетный объем эмульгатора в автоцистерну с органическим растворителем. Необходимый объем эмульгатора составляет 1 - 2 % от объема растворителя. Дозировка эмульгатора уточняется перед проведением опытно-промышленных работ. Желательно применять эмульгатор, который одновременно выполняет функции ингибитора коррозии.

Произвести транспортировку растворов к скважине, намеченной к обработке.

Произвести приготовление эмульсии на основе растворителя непосредственно на кусту месторождения перед закачкой реагентов. Для этого произвести расстановку и обвязку оборудования по схеме, приведенной на рисунке 10.

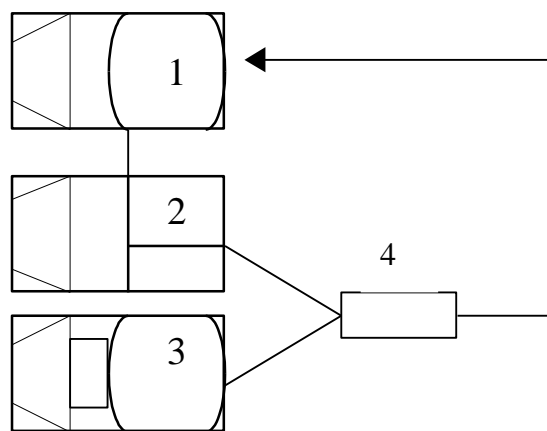


Рисунок 10 – Схема обвязки наземного оборудования для приготовления эмульсии:

1 - автоцистерна с растворителем (средний дистиллят); 2 - агрегат ЦА- 320; 3 - кислотник с раствором частично нейтрализованной сульфаминовой кислоты; 4 - диспергатор

При обвязке агрегата и автоцистерны с затрубным пространством скважины необходимо:

- опрессовать нагнетательную линию на 1,5-кратное рабочее давление от ожидаемого рабочего;
- удостовериться в герметичности нагнетательной линии;
- подобрать уплотнительные элементы из материалов к воздействию щелочей, кислот и органических растворителей;
- установить на нагнетательную линию обратный клапан, а на насосе тарированный спусковой предохранительный клапан.

Из автоцистерны растворитель перекачать в бункер агрегата.

Агрегатом и кислотным агрегатом через тройник производить подачу растворителя и частично нейтрализованного раствора сульфаминовой кислоты на диспергатор для приготовления эмульсии. Получившуюся эмульсию собирать в автоцистерне.

Кислотным агрегатом произвести 3-х кратное перемешивание всего объема приготовленной эмульсии в автоцистерне.

Не допускать попадание сульфаминовой кислоты в агрегат.

Произвести перестановку и переобвязку оборудования по схеме, приведенной на рисунке 11, с учетом требований техники безопасности:

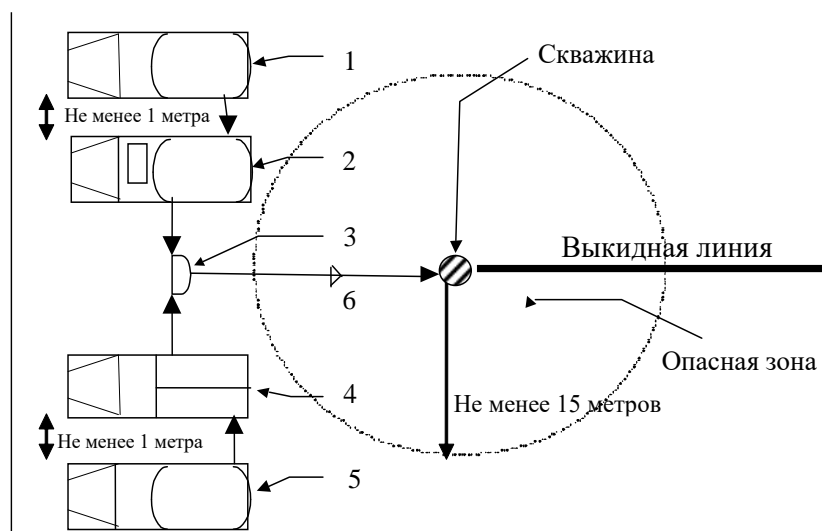


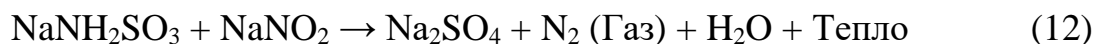
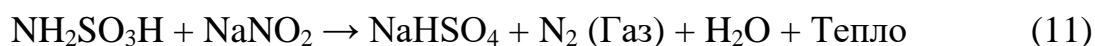
Рисунок 11 – Схема обвязки наземного оборудования для обработки призабойной зоны пласта:

1 - автоцистерна эмульсией; 2 - кислотник; 3 - тройник; 4 - агрегат ЦА- 320; 5 - автоцистерна с нитритом натрия; 6 - обратный клапан

Закачать в скважину через затруб эмульсию сульфаминовой кислоты кислотным агрегатом. После окончания закачки эмульсии сульфаминовой кислоты выждать 20 минут. Закачать в скважину через затруб раствор нитрита натрия насосным агрегатом.

Реакция термохимического состава сопровождается выделением газообразного азота. На каждые 1000 кг нитрита натрия выделяется 405,8 кг или 324,7 м<sup>3</sup> газообразного азота. Поэтому, заполнение и обработка призабойной зоны пласта термохимической композицией производится при контроле давления на устье скважины и при открытом выходе в выкидную линию. При обработке призабойной зоны пласта термохимической композицией давление не должно превышать допустимую величину для эксплуатационной колонны. При превышении допустимого давления закачку композиции необходимо прекратить и возобновить после снижения давления.

Химические реакции, происходящие в системе, описываются следующими уравнениями.



По окончании процесса закачки реагентов предусмотреть остановку в ходе обработки на реакцию в течение 60 минут.

По завершению обработки, скважина запускается в работу в установленном режиме (продукция из скважины направляется в выкидную линию) [5].

## **2.6 Тепловые технологии удаления парафина**

Удаление отложений парафина со стенок труб при проведении тепловой обработки производится за счет:

- расплавления и последующего растворения парафина в потоке горячей нефти;
- уменьшение отложений на поверхности контакта с металлом, отслоение парафина и последующее вымывание его с потоком горячей жидкости.

Одним из главных критерий, определяющий качественный процесс депарафинизации - это выдерживание давления на линии в безопасном режиме.

Жидкость теплоносителя обязана сдерживать парафин в объеме даже после снижения температуры до 20 °С и ниже.

### **2.6.1 Обработка горячей нефтью**

Самым встречающимся методом удаления парафина является обработка скважины горячей нефтью. По мимо расплавления парафина происходит растворение его в нефти.

Преимущества технологии: минимизация затрат на закупку химических реагентов; простота технологии.

Недостатки технологии: качества обработки напрямую зависит от температуры нефти; расходы на проведение обработок скважины.

Принцип данной метода состоит в нагреве нефти специальным агрегатом для депарафинизации скважин (АДПМ) и последующей прокачке горячей нефти

в скважину через нагнетательную линию. При этом горячую нефть возможно прокачивать напрямую в НКТ, так и через затрубное пространство.

### **Описание технологии проведения противопарафиновых обработок на месторождении перед ремонтом скважин**

В качестве химических реагентов (носителей) при проведении противопарафиновых обработок (ППО) используются нефть или растворитель на основе легких нефтяных фракций (пример: нестабильный бензин типа «Рефлюкс»). В качестве дополнительных реагентов улучшающих отмывающие и диспергирующие свойства нефти и бензина могут быть использованы ингибиторы парафиноотложений (марок ИТПС, СНПХ и т.д.).

Согласно лабораторным исследованиям по растворимости, проводимых в статических условиях, эффективность растворения (степень растворения в течение 4 часов) парафиновая обработка составила: нефть без подогрева - 0 %; «Рефлюкс» - 70 - 80 %; нефть, подогретая до температуры 80 °С - 60 - 70 %; «Рефлюкс», подогретый до температуры 40°С - 100 %.

#### **Основы выбора технологии**

При проведении обработок с применением горячей нефти рекомендуется добавлять в нее ингибиторы парафиноотложений (марок ИТПС, СНПХ и т.д.) в количестве 3 - 5 литров на объем 15 - 18 м<sup>3</sup>. Для лучшего распределения ингибиторов в объеме нефти сначала в цистерну заливается ингибитор затем нефть.

### **Технология удаления с выдержкой растворителя в затрубном пространстве**

Технология предусматривает закачку растворителя в затрубное пространство с последующей выдержкой и промывкой горячей нефтью. Последовательность операций:

1. Завести на куст скважин необходимое количество растворителя (количество растворителя должно обеспечивать подъем уровня в скважине до устья). При недостаточном количестве растворителя для поднятия уровня до



устья необходимо предварительно закачать нефть в количестве необходимом для дальнейшего заполнения затрубного пространства до устья растворителем. Объем растворителя должен составлять не менее 8 - 10 м<sup>3</sup>, что обеспечит обработку наружной части НКТ длиной 800 - 1200 м.

2. Произвести обвязку наземного оборудования по схеме, приведенной на рисунке 12.

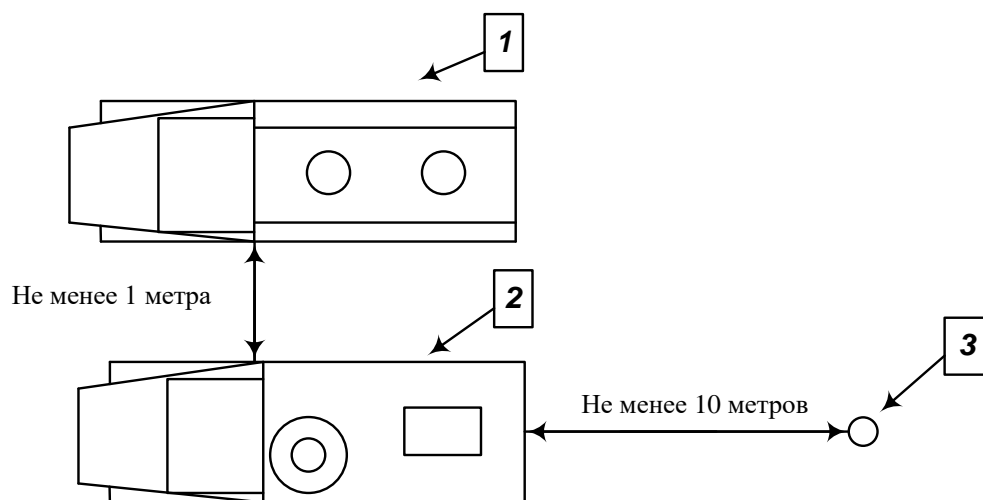


Рисунок 12 – Схема обвязки наземного оборудования:

1 - автоцистерна; 2 - агрегат для закачки; 3 - устье скважины

Обвязать затрубное пространство скважины с насосным агрегатом типа ЦА-320 жесткой нагнетательной линией.

3. Опрессовать нагнетательную линию на полуторократное от ожидаемого рабочего давления. При опрессовке и проведении работ должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 50 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Запрещается устранять пропуски под давлением.

4. Закачать в скважину необходимое количество растворителя.

5. Выдержать скважину на реакцию в течение 8 часов.

6. После выдержки завести на скважину нефть в необходимом количестве (не менее 32 м<sup>3</sup>).

7. Произвести обвязку наземного оборудования по схеме, приведенной на рисунке 13.

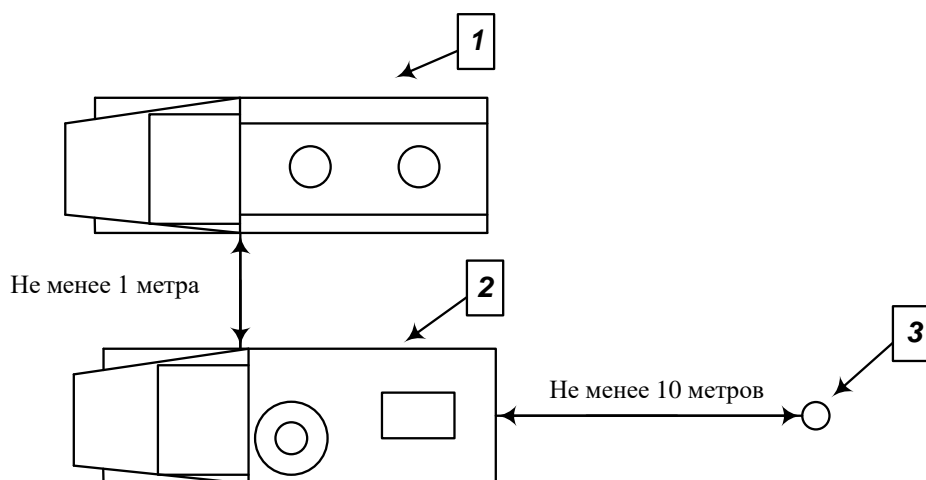


Рисунок 13 – Схема обвязки наземного оборудования:

1 - автоцистерна; 2 - агрегат типа АДПМ; 3 - устье скважины

8. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное ожидаемое рабочее давление. При опрессовке и проведении работ должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 50 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Устранение пропусков под давлением запрещено.

9. Закачать в скважину необходимое количество горячей нефти (температура не менее 100 °С).

10. Собрать рабочий инструмент, ликвидировать возможные разливы.

### **Технология без выдержки растворителя в затрубном пространстве**

Технология предусматривает закачку растворителя в затрубное пространство без выдержки или с минимальной выдержкой и последующей промывкой горячей нефтью. Последовательность операций:

1. Завести на куст скважин необходимое количество растворителя (не менее 8 - 10 м<sup>3</sup>).

2. Произвести обвязку наземного оборудования по схеме, приведенной на рисунке 14.

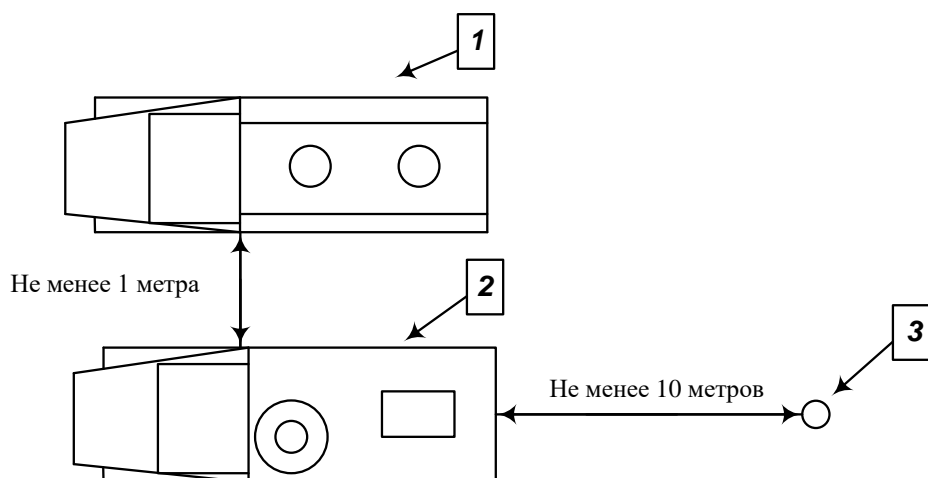


Рисунок 14 – Схема обвязки наземного оборудования:

1 - автоцистерна; 2 - агрегат для закачки; 3 - устье скважины

3. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное ожидаемое рабочее давление. При опрессовке и проведении работ должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 50 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Устранение пропусков под давлением запрещено.

4. Закачать в скважину необходимое количество растворителя.

5. По возможности максимально выдержать скважину на реакцию.

6. После выдержки завести на скважину нефть в необходимом количестве (не менее 32 м<sup>3</sup>).

7. Произвести обвязку наземного оборудования по схеме, приведенной на рисунке 15.

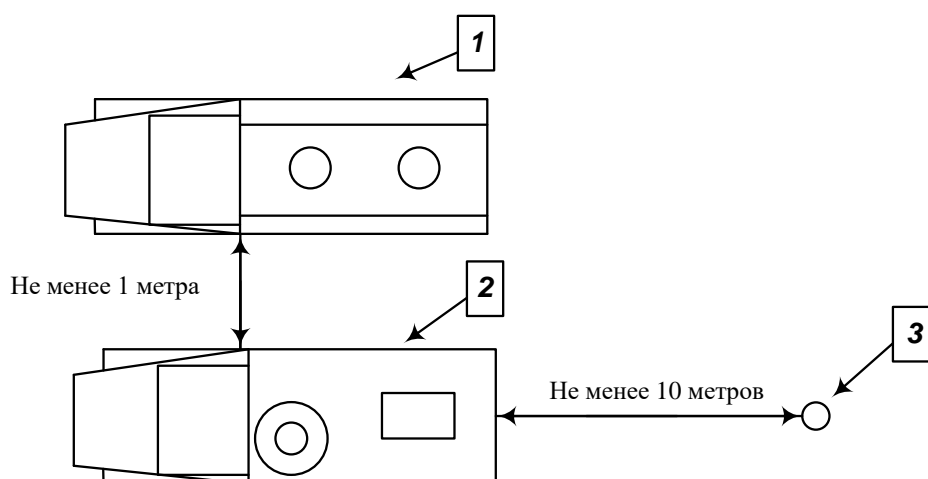


Рисунок 15 – Схема обвязки наземного оборудования:

1 - автоцистерна; 2 - агрегат типа АДПМ; 3 - устье скважины

Обвязать затрубное пространство скважин с агрегатом для депарафинизации скважин типа АДПМ жесткой нагнетательной линией.

8. Опрессовать нагнетательную линию на полуторакратное ожидаемое рабочее давление. При опрессовке и проведении работ должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 50 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Устранение пропусков под давлением запрещено.

9. Закачать в скважину необходимое количество горячей нефти (температура не менее 100 °С).

10. Собрать рабочий инструмент, ликвидировать возможные разливы.

### Технология удаления с применением горячей нефти

Технология предполагает прокачку горячей нефти в затрубное пространство скважины без выдержки с последующей промывкой горячей нефтью. Последовательность операций:

1. После выдержки завести на скважину нефть в необходимом количестве (не менее 48 м<sup>3</sup>).

2. Произвести обвязку наземного оборудования по схеме, приведенной на рисунке 16.

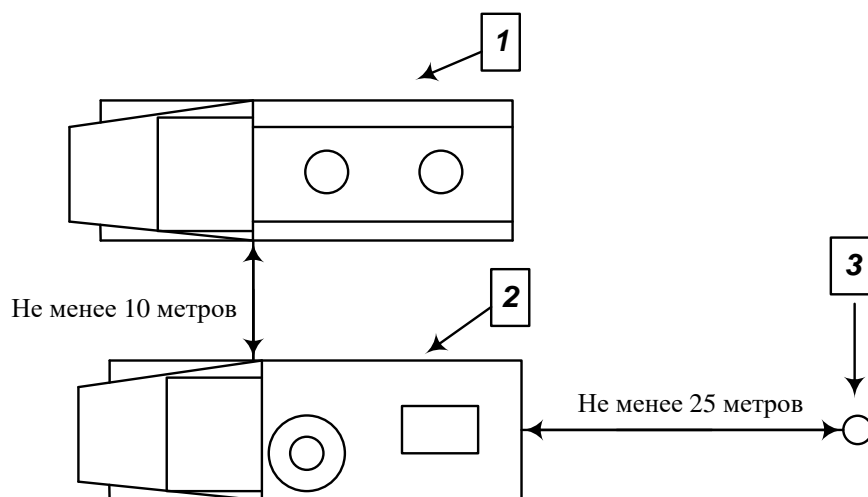


Рисунок 16 – Схема обвязки наземного оборудования:

1 - автоцистерна; 2 - агрегат типа АДПМ; 3 - устье скважины

Обвязать затрубное пространство скважин с агрегатом для депарафинизации скважин типа АДПМ жесткой нагнетательной линией.

3. Опрессовать нагнетательную линию на полторакратное от ожидаемого рабочего давления. При опрессовке и проведении работ должна быть установлена опасная зона (радиусом не менее 50 м) и обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны. Устранение пропусков под давлением запрещено.

4. Закачать в скважину необходимое количество горячей нефти (температура не менее 100 °С).

5. Собрать рабочий инструмент, ликвидировать возможные разливы.

### **2.6.2 Обработка горячей водой и паром**

Обработка горячей водой и паром являются наименее распространенным методом по удалению парафина в сравнении с обработкой горячей нефтью. Метод заключается в закачке горячего пара или воды. Для удержания в объеме парафина, в воду добавляют диспергаторы.

Данный опыт использования пара для депарафинизации скважин показал низкую эффективность и практически не используется в настоящее время.

Использование разогретой воды с добавлением ПАВ наиболее удачный метод. Единственным и важным преимуществом воды по сравнению с горячей нефтью является ее повышенная теплоемкость. Недостатком метода является то, что вода не способна удерживать в своем объеме расплавленный парафин без добавления специальных. Основным риском при низких забойных давлениях является возможное образование «водных барьеров», ведущих к снижению дебита скважины.

### **2.7 Механические методы удаления отложений парафина**

Механические методы удаления отложений парафина основаны на принципе механического воздействия на твердые осадки парафина с последующим подъемом их на поверхность.

### **2.7.1 Применение скребков для удаления парафина с внутрискважинного оборудования**

Технология удаления парафиноотложений при помощи механических скребков состоит в его спуске в НКТ с последующим подъемом на поверхность.

При использовании данной метода на месторождениях с тугоплавкими отложениями возможно использование специальных скребков с нагревательным элементом. Установка частоты работы скребка зависит от темпа отложений парафина и эффективности его удаления. Начинают с более частого прохода скребка в скважине и постепенно снижают количество операций по мере удаления парафина со стенок. Механический скребок не используется на скважинах, оборудованных ШГН. Там используются скребки типа центраторов на штангах.

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.

Для удаления парафина из нефтедобывающих скважин в настоящее время используется скребкование на основе технологии ООО «Каскад» 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 17 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). Возможны иные варианты его выполнения.

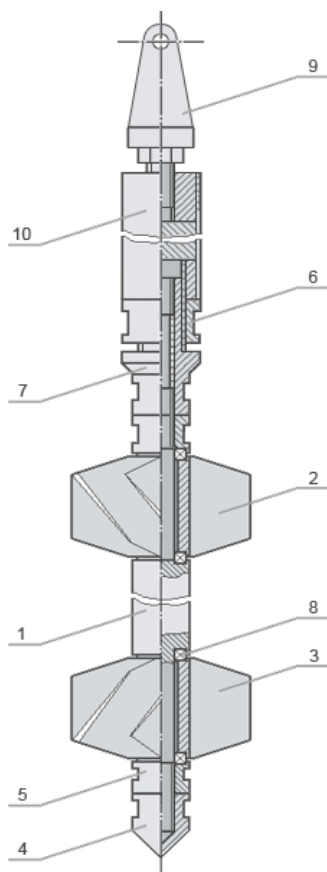


Рисунок 17 – Конструкция фрезерного скребка

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.

Рекомендуемая периодичность очистки НКТ скважин вертикального и горизонтального типов, насосного и фонтанного способов добычи данным методом представлена в таблице 4.

Таблица 4 - Рекомендуемая периодичность очистки методом скребкования

Дебит скважины, м <sup>3</sup> /сут	Рекомендуемая периодичность очистки методом скребкования, сут.			
	Пласт НХ 3-4, горизонтальная, фонтанная, лифт 114 мм	Пласт НХ 3-4, горизонтальная, ЭЦН, лифт 89 мм	Пласт ЯК 2-7, горизонтальная, ЭЦН, лифт 89 мм	Пласт ЯК 2-7, вертикальная, ЭЦН, лифт 89 мм
50	66	9	10	15
100	41	5	10	13
200	25	3	9	10
300	19	2	9	9
400	16	2	9	9
500	14	2	8	8
600	12	1	8	8
700	11	1	8	7
800	10	1	7	7
900	9	1	7	7
1000	8	1	7	7

### 2.7.2 Применение скребков для удаления парафина в трубопроводах

Механические очистные устройства должны удовлетворять следующим основным требованиям:



- сохранять эффективность очистки на больших расстояниях (высокая износостойкость за счет применения современных материалов);
- обладать хорошей проходимостью (с радиусом угла поворота до 1,5 диаметра трубы) через криволинейные участки, задвижки, тройники, сужения и т.д.;
- обладать простотой, надежностью конструкции, быть относительно недорогими.

По материалу чистящих элементов очистные устройства подразделяются на полиуретановые, резиновые, стальные, поролоновые, комбинированные. Наиболее износостоек полиуретан.

Преимущества технологии: безреагентный метод.

Недостатки технологии: риск застревания скребка в трубопроводе.

### 3. КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ЭФФЕКТИВНОЙ БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА НЕФТЕГАЗОВОМ Х МЕСТОРОЖДЕНИИ

Каждый метод предотвращения и удаления парафиноотложения в процессе добычи нефти, рассмотренный в разделе выше, имеет свою область эффективного применения.

Практика показывает, что для эффективного предотвращения и последующего удаления отложений парафина на насосно-компрессорных трубах (рисунок 18) и рабочих органах электроцентробежного насоса (рисунок 19) при добыче нефти на нефтегазовом месторождении Красноярского края применяются:

- НКТ с эффективными покрытиями труб премиальных серий TC3000F и Majorpack MPAG96/C;
- подогрев скважин греющим кабелем «Warm-Stream»;
- повышение растворяющей способности нефти за счет использования нефтяных растворителей (Пральт НК-3, Нефрас С4 150/200);
- обработка: прямая и обратная промывка скважин горячей нефтью (применение АДПМ);
- скребкование лифта НКТ (скребок фрезерного типа СФ-99);
- ингибиторы парафиноотложений (СНПХ-7р-14А).



Рисунок 18 – Отложения парафина на насосно-компрессорных трубах



Рисунок 19 – Рабочие органы установки электроцентробежного насоса в отложениях парафина

Рассмотрим три основные и самые эффективные методы предупреждения и удаления парафиновых отложений на месторождении Красноярского края.

Один из таких методов используемый на месторождении, это предупреждение и удаление парафина методом подачи ингибитора в скважину. Защита ингибиторами отличается технологической эффективностью, которая не зависит от гидродинамических, геолого-физических и термодинамических условий извлечения углеводородов (при подаче ингибитора до начала кристаллизации парафина).

### **3.1 Подача ингибитора СНПХ-7р-14А до начала кристаллизации парафина**

Механизм действия ингибиторов адсорбционного действия заключается в гидрофилизации металлической поверхности нефтепромыслового оборудования (труб) полимерным высокомолекулярным полярным адсорбционным слоем. Этот слой является как бы смазкой для неполярной парафиносодержащей нефтяной фазы, обеспечивающей сокращение отложений на поверхности оборудования.

Ингибиторы модифицирующего действия изменяют кристаллическую структуру парафинов в момент возникновения твердой фазы. В результате образуются дендритные недоразвитые кристаллы парафина, структурно несоединенные друг с другом. Тем самым происходит увеличение нефтеотдачи продуктивных скважин.

На Ванкорском месторождении совместно со специалистами ОАО «НИИнефтепромхим» проведены опытно-промышленные испытания удалителя парафиноотложений СНПХ-7р-14А (производства ОАО «НИИнефтепромхим»). Исследованию подвергались 5 добывающих скважин с различными интервалами отложений.

В ходе опытно-промышленных исследований выявилось, применение СНПХ-7р-14А позволяет качественнее удалять отложения парафина, по сравнению с механической очисткой фрезой, так как при механической очистке остается слой парафина, равный разности между внутренним диаметром НКТ и диаметром фрезы (3-4 мм), в то время как очистка реагентом СНПХ-7р-14А удаляет этот слой. Ингибитор парафиноотложений можно применять путем прямой закачки в трубное пространство скважин и путем закачки через затрубное пространство, с последующей продавкой реагента через прием ЭЦН до интервала отложений. Для сильно запарафиненных скважин закачку необходимо проводить непосредственно в НКТ на интервал образования отложений с остановкой на реагирование. Расход реагента при закачке через затрубное пространство необходимо рассчитывать, как 20-30 % от объема НКТ



(2-3,5 м<sup>3</sup>). Расход реагента при закачке в НКТ необходимо рассчитывать по интервалу образования отложений, как 30-40% от объема НКТ (при сильном запарафинивании) или как 20-30% от объема НКТ (при средней степени запарафинивания).

Применение удалителя СНПХ-7р-14А позволяет увеличить межочистой период работы скважин в 2-3 раза.

### **3.2 Подача горячей нефти в скважину депарафинизирующим агрегатом**

Второй эффективный метод удаления парафиновых масс со стенок НКТ и рабочих органов УЭЦН основан подачи горячей нефти в скважину.

Для плавления и последующего удаления парафиновых масс используется агрегат для депарафинизации скважин (АДПМ), смонтированный на шасси УРАЛ-4320, представленный на рисунке 20 или КамАЗ-43114, представленный на рисунке 21.



Рисунок 20 – Агрегат для депарафинизации скважин, смонтированный на шасси УРАЛ-4320



Рисунок 21 – Агрегат для депарафинизации скважин, смонтированный на шасси КамАЗ-43114

Установка АДПМ депарафинизирует подвеску скважину и манифольд горячей нефтью, разогретой до 150 °С, расплавляя тяжёлые парафины под высоким давлением, тем самым происходит увеличение прохода флюида по скважине, уменьшение нагрузки на УЭЦН и увеличение добываемой продукции.

### **3.3 Установка подогрева нефти «Warm-Stream»**

И третий наиболее эффективный метод на основан на применении установок подогрева нефти (УПН), представленного на рисунке 22.

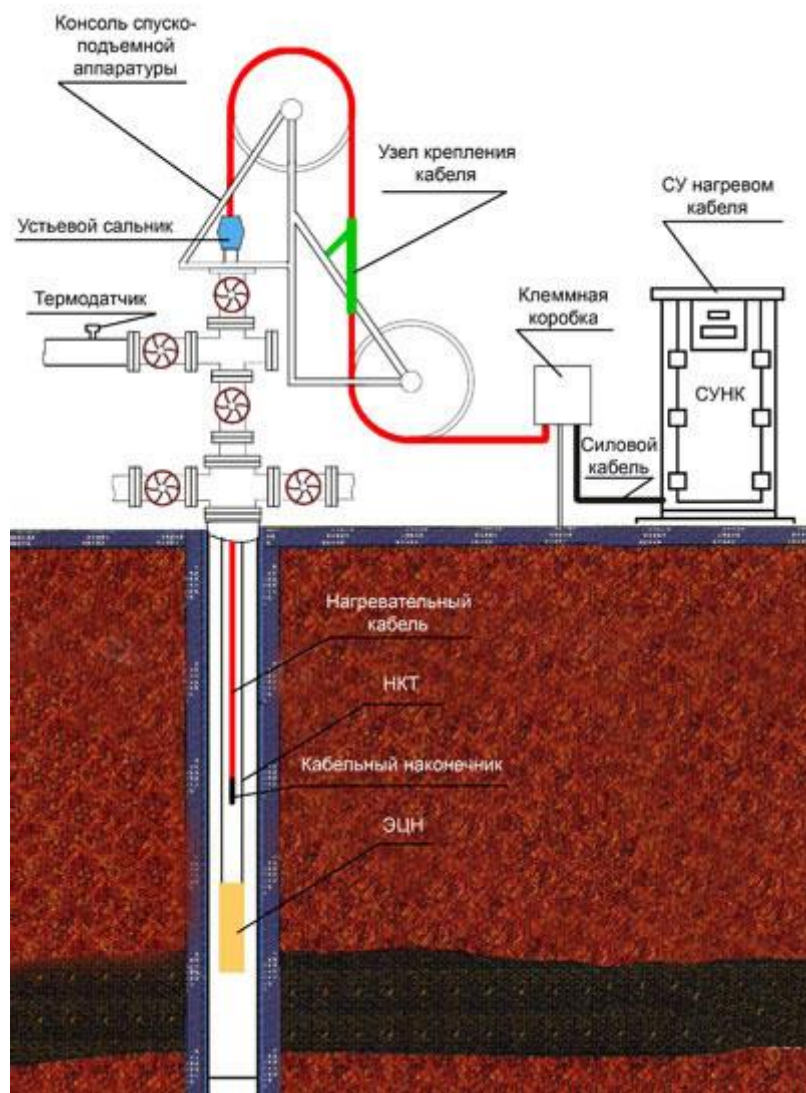


Рисунок 22 – Установка подогрева нефти

УПН состоит из греющего кабеля «Warm-Stream», повышающего трансформатора ТМПН, станции управления нагревом. Установка подогрева нефти предназначена для управления подогревом и защиты греющего кабеля, который расположен на лифте насосно-компрессорных труб.

Сущность работы УПН содержится в нагреве внутреннего пространства НКТ и постоянного поддержания температуры по всему стволу выше температуры образования кристаллизация парафина с помощью специального изолированного греющего кабеля, который помещён внутрь насосно-компрессорных труб, длиной интервала максимального отложения парафина. Технология применения греющего кабеля состоит в следующих несложных операциях: спуск кабеля в насосно-компрессорные трубы, подключение к источнику питания (к станции управления) и далее подача необходимой

электроэнергии для поддержания постоянной температуры по лифту скважины выше температуры образования парафинов.

Основной элемент УПН – это греющий кабель, обеспечивающий надежность установки и выполняющий функцию нагревательного элемента, распределенного по всей длине НКТ. Основа работы всех выпускаемых кабелей лежит на резистивном способе разогрева, то есть выделении необходимого тепла электрическими проводниками при движении по нему электрического тока. Благодаря выделяемому теплу поддерживается постоянная температура по лифту скважины выше температуры кристаллизации парафиновых отложений, и, тем самым, происходит прекращение выпадения твердых фракций и оседание их на стенках насосно-компрессорных труб.

Конструкция кабеля предусматривает: радиальный градиент температур, высокое давление, рабочее состояние (вертикально подвешенное положение), наличие при работе агрессивной среды.

На скважинах, которые оборудованы данными установками, отмечалось увеличение дебита скважин, а на скважинах, эксплуатируемых УЭЦН, срок наработки погружного электрооборудования увеличивался благодаря безостановочной работе насоса, снижения токовых перегрузок за счет разжижения нефти.

Одним из самых главных преимуществ УПН является его экологическая безопасность. Использование крепких сальниковых уплотнений позволяет исключить любое загрязнение оборудования и окружающей среды в течении всего времени работы УПН на скважине.

Положительный опыт использования УПН позволяет:

- значительно снизить потери по добычи нефти из-за простоев скважины при падении на забой механических скребков и дальнейшего ремонта скважины;
- увеличить межремонтный период работы подземного оборудования скважины;



- снизить потери нефти, потраченные на обработки скважин горячей нефтью;
- сократить расходы по обслуживанию скважин;
- полностью исключить чистку лифта скважины механическими скребками;
- оптимизировать работу УЭЦН.

Преимуществом данного метода депарафинизации в ряду других, составляют разовые затраты на приобретение установки, монтаж греющего кабеля и последующий запуск установки в работу.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5В	Лужбин Дмитрий Константинович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, финансовых и человеческих	1. Литературные источники.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	2. Методические указания по разработке раздела.
	3. Нормативные справочники.
	4. Налоговый кодекс РФ

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования.
2. Оценка финансовой составляющей инженерных решений (ИР)	Определение объема и стоимости работ по проведению операции ГКЛ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности	Выявление экономического эффекта ГКЛ на месторождении.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.02.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент.:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5В	Лужбин Дмитрий Константинович		29.02.2020

## **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 5 - Объем добычи нефти в России

<b>п/п</b>	<b>Наименование компании</b>	<b>Объем добычи, млн тонн</b>
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

На рисунке 23 приведен рейтинг российских компаний по размерам нефтедобычи на 2017 год.

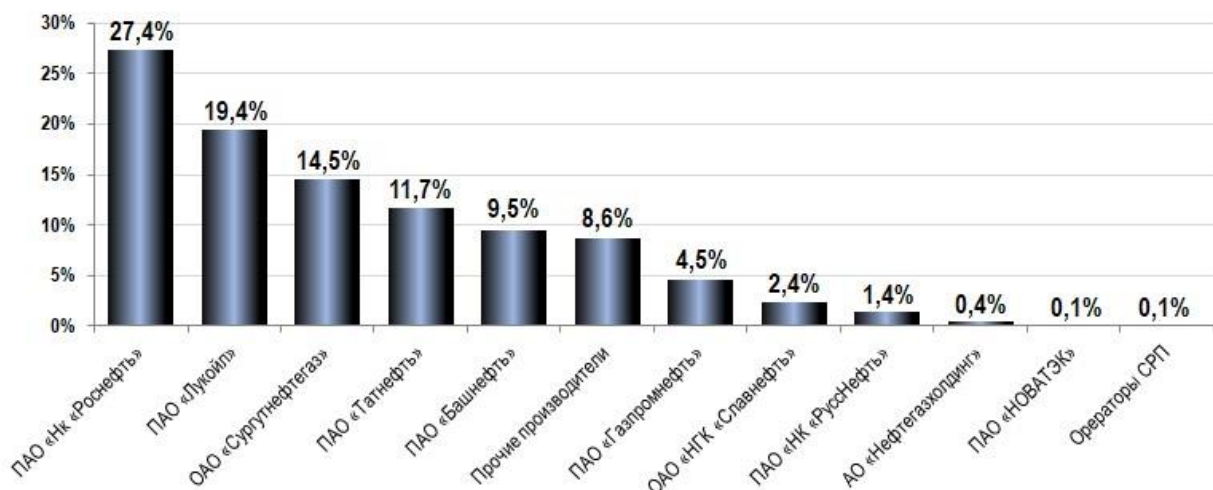


Рисунок 23 – Рейтинг компаний РФ по размерам нефтедобычи на 2017 г.

Именно эти компании входят в структуру ВИНК и доминируют в нефтяном секторе экономики РФ. Они обеспечивают нефтяными продуктами конечных потребителей на 90%.

Отраслевая структура добычи нефтяного сырья в 2015 г.: доля ВИНК составила 87,0%; доля независимых производителей - 10,2%; доля операторов соглашений о разделе продукции (СРП) - 2,8%.

Уровень доходности российских компаний, получаемый от экспорта нефтепродуктов, с годами снижается так же, как и сырая нефть, что объясняется введением санкций против России. В результате чего нефтяные компании ПАО НК «Роснефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Сургутнефтегаз», ПАО «Татнефть», ПАО «Газпром нефть» смогут извлечь наибольшую выгоду от продажи сырой нефти, нежели от продуктов нефтепереработки [10].

#### Добыча нефти в России по регионам

Основная часть нефти в России сейчас добывается в трех регионах:

- Ханты-Мансийский автономный округ, Красноярский край (Западно-Сибирский бассейн) – до 70% общероссийской добычи;
- Татарстан, Башкортостан, Оренбургская область (Волго-Уральский бассейн) – до 20% общероссийской добычи;
- Ханты-Мансийский автономный округ, республика Коми (Тимано-Печерский бассейн) - до 10% от общего объема добычи.

На рисунке 24 приведена структура добычи при условном разделении страны на укрупненные регионы в 2017 году.

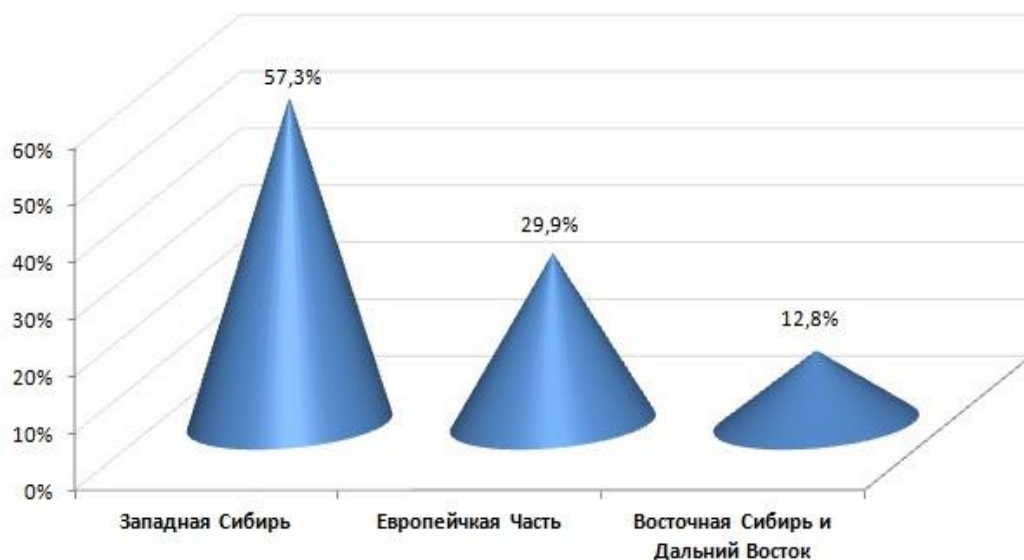


Рисунок 24 – Структура добычи в 2017 году.

ООО «РН-Ванкор» — дочернее общество ПАО «НК «Роснефть» — являясь оператором по освоению месторождений Ванкорского кластера — Ванкорского, Сузунского, Тагульского и Лодочного месторождений, расположенных на севере Восточной Сибири — в Туруханском районе и Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе Красноярского края, является стратегически выгодным бизнес-партнером по внедрению предлагаемого решения по борьбе с парафиновыми отложениями [13].

Добыча нефти в условиях Ванкорского 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 Ванкорского месторождения применяются механические, тепловые, а также

превентивные методы борьбы с парафиноотложениями (по данным ЦДНГ «РН-Ванкор») [9].

Основным методом (85 %) до 2012 года была закачка горячей нефти. Средний межочистный период скважин на месторождении составляет 5,5 сут. 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 Ванкорском 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 3.

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

Таблица 3 – 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):

$$\Delta T = \frac{R - R_0}{\alpha R_{нач}} \quad (14)$$

где

$R$  - 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 °C, Ом, является паспортным данным поставляемого кабеля;

$\alpha_t$  - температурный коэффициент сопротивления материала токопроводящей жилы нагревательного кабеля (медь, алюминий). Исходные данные по скважинам представлены в таблице 4. 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 R.

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

Таблица 4 – 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 5. Подставив  $\Delta T$  в формулу (13), получим геотерму с применением греющего кабеля для скважин № 131 и № 961 соответственно (рисунки 25, 26).

Таблица 5 – Расчетные данные по скважинам

Глубина, м	Образование парафина, $^{\circ}\text{C}$	Геотерма без кабеля, $^{\circ}\text{C}$	Скважина №131, $^{\circ}\text{C}$	Скважина №961, $^{\circ}\text{C}$
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

Начало выпадения парафина  $7^{\circ}\text{C}$ , 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.



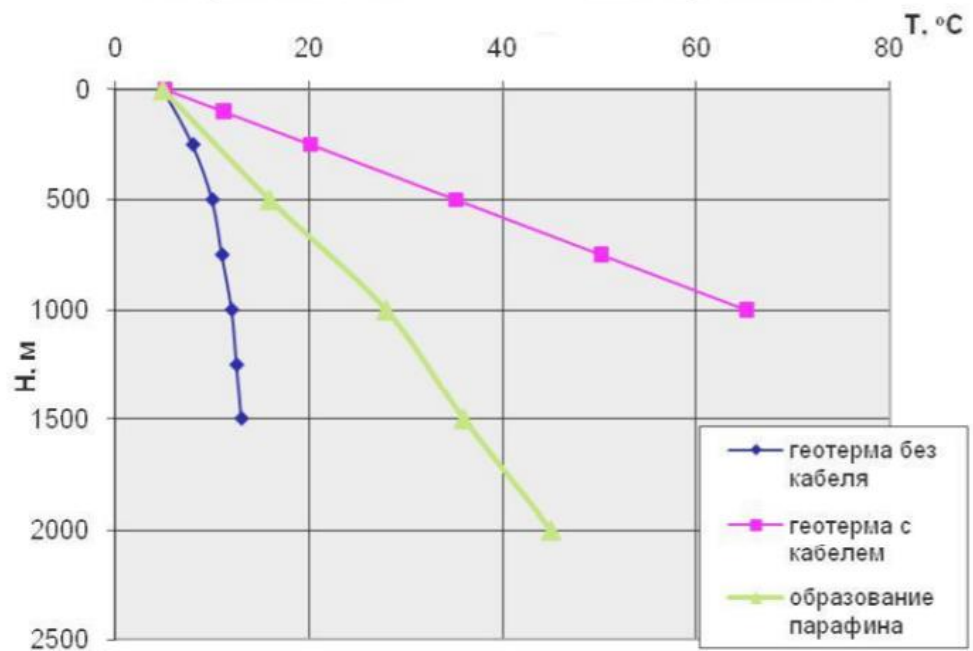


Рисунок 25 – Распределение температуры по стволу скважины № 131

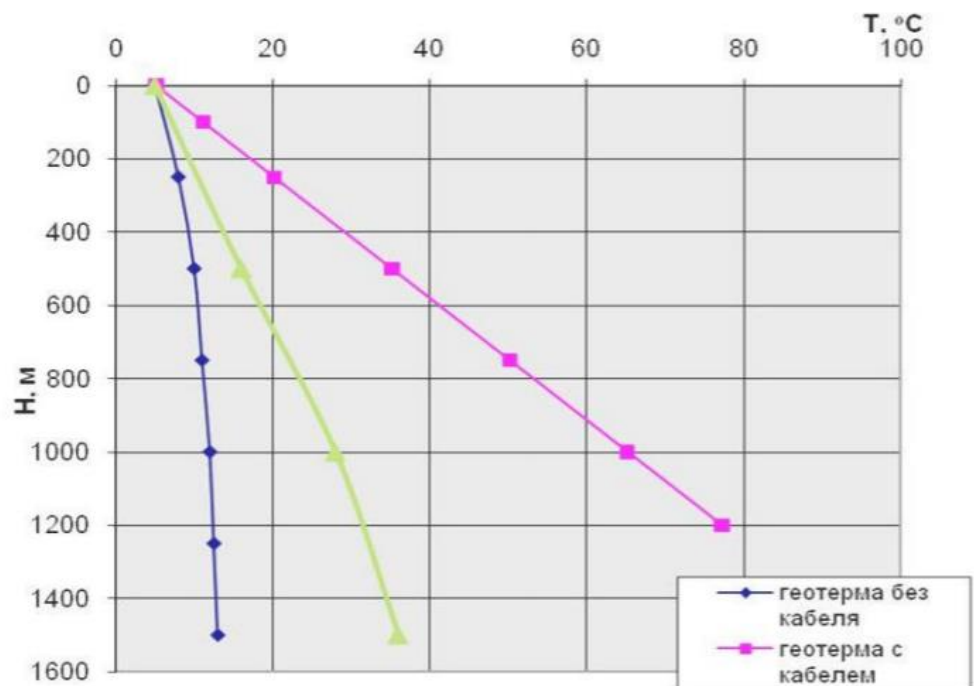


Рисунок 26 – Распределение температуры по стволу скважины №961

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.

## 4.2 Оценка экономического эффекта применения греющего кабеля на добывающих скважинах

Исходные данные для расчета представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Исходные данные по ГКЛ

Статья расходов	Величина
Стоимость 30 суток обслуживания без НДС, руб.	19 431,60
Амортизация (срок 24 месяца), руб.	31 840,00
Стоимость потребляемой электроэнергии, руб.	111 888,00
Итого, руб.	163 159,60

При проведении расчета затрат при использовании ГКЛ, условно примем допущение, что ГКЛ в течение месяца работает без отключений.

Сравнение затрат приведено в таблице 12.

Таблица 12 – Сравнение затрат использования ГКЛ и механической очистки

Статья расходов	ГКЛ	МО НКТ
	Величина	Величина
Стоимость 30 операций по очистке НКТ, руб.		104 550,00
Стоимость 30 суток обслуживания без НДС,	19 431,60	
Амортизация (срок 24 месяца), руб.	31 840,00	
Стоимость потребляемой электроэнергии, руб.	111 888,00	
Итого, руб.	163 159,60	104 550,00

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 13.

Таблица 13 – Технологические характеристики скважин № 131 и № 961

Параметры скважин до и после обработок	Скважины			
	№ 131		№ 961	
	до	после	до	после
Способ эксплуатации	ЭЦН (Р6-229ст)		ЭЦН (Р6-194ст)	
Глубина искусственного забоя, м	2940	2940	2868	2868
Диаметр эксплуатационной колонны, мм	168	168	168	168
Динамический уровень, м	932	954	847	860
Дебит по нефти, т/сут	62	74	76	85
Давление пластовое, МПа	13,5	13,5	14,2	14,2
Давление на устье, МПа	3,6	3,7	3,7	3,8

В результате анализа и расчетов определены коэффициенты изменения дебита нефти скважин.

$$\Delta q_{131} = \Delta q_{н \text{ после}} - \Delta q_{н \text{ до}} = 74 - 62 = 12 \text{ т/сут} \quad (15)$$

$$\Delta q_{961} = \Delta q_{н \text{ после}} - \Delta q_{н \text{ до}} = 85 - 76 = 9 \text{ т/сут} \quad (16)$$

$$\Delta q_{\text{ср}} = \frac{\Delta q_{131} + \Delta q_{961}}{2} = \frac{12 + 9}{2} = 10,5 \text{ т/сут} \quad (17)$$

Коэффициент изменения дебита нефти скважин составил:

$$K_{\text{изм.}q_n} = \frac{\sum \Delta q_{н \text{ после}}}{\sum \Delta q_{н \text{ до}}} = \frac{74 + 85}{62 + 76} = 1,15 \quad (18)$$

Производственные затраты будут складываться из дополнительных, капитальных вложений на установку по прогреву скважины и затрат на электроэнергию:

$$Z = C_{\text{унн}} + Z_{\text{эл.э.}} \quad (19)$$

где,

$C_{\text{унн}}$  – стоимость проката установки по прогреву скважины, принимаем 2 500 руб/сут. (75 000 р/месяц, 900 000 р/год);

$Z_{\text{эл.э.}}$  – затраты на электроэнергию.

$$Z_{\text{эл.э.}} = C_{\text{эл.э.}} * N * n \quad (20)$$

$C_{\text{эл.э.}}$  – стоимость, 1квт/ч электроэнергии, принимаем 2,59 руб.;

$N$  – потребление эл.э. в час, принимаем 60;

$n$  – количество часов, принимаем 24 мес.

Расчет экономического эффекта при реализации проекта по формуле:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{крс} + \mathcal{E}_{mn} + \mathcal{E}_{адп} \quad (21)$$

где,

$\mathcal{E}_{крс}$  - экономический эффект, за счет экономии средств на проведение капитального ремонта скважины:

$$\mathcal{E}_{крс} = C_{крс} * N \quad (22)$$

где,

$C_{крс}$  – стоимость за проведение одного ремонта, принимаем 600 000 руб.;

$N$  – число ремонтов за год, принимаем 1.

$\mathcal{E}_{mn}$  – экономический эффект, за счет отсутствия простоев скважины (для рассматриваемых скважин режимный дебит составляет  $q = 62$  и  $76$  тонн/сут., среднее значение  $69$  тонн/сут.):

$$\mathcal{E}_{mn} = q * P_{н/т} * n * 12мес. \quad (23)$$

где,

$P_{н}$  – цена нефти за тонну, принимаем 20 000 руб.,

$n$  – число суток простоя в месяц, принимаем 1.

$\mathcal{E}_{адп}$  – экономический эффект, за счет экономии средств на проведение удаления парафина механическим скребком:

$$\mathcal{E}_{мо} = C_{мо} * N * n * 12мес. \quad (24)$$

где,

$C_{мо}$  – стоимость проведения процедуры скребкования, принимаем 4500 руб.,

$N$  – количество обработок в месяц, принимаем 3,

$n$  – количество часов, затрачиваемых на проведение одной обработки, принимаем 2.

$$\Sigma \mathcal{E} = \mathcal{E} - 3 \quad (25)$$

Результаты расчета экономического эффекта приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Результаты расчета экономического эффекта при внедрении ГКЛ

<b>Наименование затрат</b>	<b>Величина</b>	
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

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:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б5В	Лужбин Дмитрий Константинович

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Комплексный подход к борьбе с парафиновыми отложениями при эксплуатации скважин на нефтегазовом X месторождении (Красноярский край)</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР является влияние парафиновых отложений при эксплуатации скважин на кустовых площадках Ванкорского нефтяного месторождения.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия; санитарно-гигиенические условия помещений и размещения используемого оборудования
2. Производственная безопасность:	Вредные факторы: превышение уровня шума; превышение уровня вибрации; загазованность воздуха рабочей среды; аномальные климатические параметры воздушной среды; попадание продуктов химии на кожный покров, недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные факторы: повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание; обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности, движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; оборудование и трубопроводы, работающие под давлением. Разработать рекомендации по обеспечению защиты от вредных и опасных производственных факторов.
3. Экологическая безопасность:	Оценка воздействия на геологическую среду; оценка воздействия на атмосферный воздух; оценка воздействия на гидросферу; мероприятия по защите окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	К.т.н.		29.02.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б5В	Лужбин Дмитрий Константинович		29.02.2020

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Месторождения, связанные с добычей нефти и газа являются сами по себе опасными производственными объектами, то в данном разделе будут рассмотрены мероприятия для обеспечения безопасности при эксплуатации коммуникаций и оборудования, для проведения технологических процессов, а так же экологический аспект и охрана окружающей среды.

Социальная безопасность - это характеристика и состояние меры по достижению оптимального уровня безопасности и функционирования, развития и воспроизводства социальной системы, обеспечиваемая совокупностью осуществляемых государством и обществом, правовых, экономических, политических, организационных, идеологических и социально-психологических мер, которые позволяют сохранять существующие в обществе социальную стабильность и конституционный строй, а так же не допускать их послабления и уж тем более подрыва.

Безопасность подразумевает:

- полное отсутствие угрозы или опасности для функционирования /существования социальной системы;
- стабильность к опасностям с необходимым запасом прочности;
- средства, силу и умение для устранения и уклонения, также преодоления опасности.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

Одним из важнейших законодательных актов, который направлен на обеспечение экологической безопасности, это закон РФ «Об охране окружающей природной среды» (2002 года).

Из других законодательных актов в области охраны окружающей среды важно отметить Водный кодекс РФ (1995 года), Земельный кодекс РФ (2001 г.), законы Российской Федерации «О недрах» (1992 г.) и «Об экологической экспертизе» (1995 г.).

Основу правовой организации работ в чрезвычайных ситуациях и устранению их последствий содержат законы РФ «О защите населения и территории от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (1994 г.), «О пожарной безопасности» (1994 г.), «Об использовании атомной энергии» (1995 г.). Среди актов в этой области важно отметить постановление правительства Российской Федерации «О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» (1995 г.).

Среди законодательных актов по охране основным является Трудовой кодекс РФ, устанавливающий основные правовые гарантии в части обеспечения охраны труда, который регулирует отношения между работниками и организацией. Статья 297 ТК РФ. «Общие положения о работе вахтовым методом» регламентирует общие нормы, которые используются вахтовым методом работы, мед. осмотры, суммированный учет рабочего времени, районные коэффициенты и надбавки к заработной плате, гарантии и компенсации и др.). Порядок применения вахтового метода утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 настоящего Кодекса для принятия локальных нормативных актов. К работе допускаются рабочие не моложе 18 лет, с профессиональным образованием, прошедшие медицинское освидетельствование и годные по состоянию здоровья, обученные пожарно-техническому минимуму и охране труда. Виды работ, которые могут выполняться работниками, устанавливаются перечнем работ. Режим работы рабочих определяется приказом по Компании и составляет: с 8:00 до 20:00 часов в дневную смену и с 20:00 до 08:00 часов в ночную смену с перерывом на обед продолжительностью 1 час для работающих вахтовым методом. Продолжительность одной смены (дневной) составляет 12 часов. Продолжительность вахты составляет 30 календарных дней. Для переезда к месту работы и обратно, а также для перемещения по территории месторождения, работник должен использовать только автотранспорт предназначенный для перевозки пассажиров, который представляет



предприятие. Перемещаться внутрипромысловых объектов строго на автотранспорте согласно внутреннему регламенту Компании. Работнику в течение рабочего дня предоставляется перерыв длительностью не менее 30 минут и не более двух часов, который не включается в рабочее время. [14].

Работники, за счёт Компании, обеспечиваются специальной одеждой и обувью, а также другими средствами индивидуальной защиты, в том числе и для аварийных работ, обеззараживающими и смывающимися средствами в соответствии с типовыми нормами, установленными Правительством РФ.

Целевая предназначенность вахтовых поселков определена в части 3 статьи 297 ТК, как обеспечение жизнедеятельности вахтовиков во время выполнения ими работ и междуменного отдыха [14].

### **5.1.2 Организационные мероприятия**

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, которые включают нормы трудового права, который осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Созданные специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов осуществляют контроль за охраной труда.

Чтобы исключить возможность несчастных случаев проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда согласно регламенту Компании.

Обход и обслуживание оборудования и коммуникаций на кустовой площадки производится по установленным графикам, согласно журналу обхода.

При организации рабочих мест объекты соответствуют определенным требованиям, которые позволяют создать безопасные условия для работы. Размер рабочей площади технологических установок оптимальный. Арматура, приборы контроля, автоматизации, технологическое оборудование устанавливается таким образом, чтобы обеспечить к ним свободный доступ.

Предусмотрена возможность проведения ремонтных работ с помощью средств механизации.

Спецодежда – это одно из основных средств индивидуальной защиты, выдается работникам цеха согласно отраслевых норм, утвержденных вышестоящим органом. Каждый работник находящийся на кустовой площадке должен иметь наряд-допуск на выполнение работ, средства индивидуальной защиты и защиты органов дыхания (спецодежда по сезонам, каска, фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ, защитные очки на глазах, специальная обувь и т.д.), а также газоанализатор, для замера состояния воздуха в рабочей зоне. При ремонтных работах по видам работ выдается инвентарная спецодежда: брезентовые и резиновые рукавицы, резиновая обувь, защитные очки и каска, пояса, шланговые противогазы ПШ- 1 или ПШ-2 [15].

### **5.1.3 Санитарно-гигиенические условия помещений и расположения используемого оборудования**

На территории кустовой площадки (площадь 300-320 м<sup>2</sup>) присутствует необходимая разметка и знаки безопасности мест остановки/стоянки спецтранспорта и зоны проезда, а также специально отведенные места для курения (за пределами кустовой площадки).

Нормы к площади помещения для отдыха в рабочее не менее 0,3 м<sup>2</sup> на одного работающего в наиболее многочисленной смене, но не менее 18 м<sup>2</sup>.

Устройства питьевого водоснабжения размещаются в основных проходах производственных помещений, в помещениях для отдыха, при необходимости на производственных площадках.

Умывальные размещаются смежно с гардеробными или на их площади. Гардеробные предназначаются для хранения сменной и специальной одежды.

Уровень звукового давления на кустовой площадке не более 80 дБ [16]. Зоны с уровнем звука или эквивалентным уровнем звука выше 80 дБ обозначены знаками безопасности [16].

В помещениях и наружных установках, где возможно образование опасных взрыву и пожару смесей, освещение оборудования выполнено во взрывопожаробезопасном исполнении [16].

## **5.2 Анализ потенциально вредных и опасных производственных факторов при технологии**

Целью данного раздела является анализ и выявление вредных и производственных факторов, которые присутствуют при выполнении работ по предотвращению и устранению парафиноотложений.

Основным рабочим местом оператора по добыче нефти и газа и оператора химических обработок, которые выполняют работы по предотвращению и устранению отложений парафиновых масс, является кустовая площадка нефтегазодобывающего месторождения, представляющая собой открытую территорию с скважинами, технологическим оборудованием и технологическими эстакадами, силовыми кабелями, подземным и наземным электрическим оборудованием, а также технологические блоки для замера дебита скважинной продукции.

Занимаясь трудовой деятельностью на кустовой площадке, оператор обслуживает технологическое оборудование, нефтезамерные эстакады, станции управления скважиной, скважины под высоким давлением, замерные установки дебита скважин, которые относятся к категории опасных производственных объектов. Также оператор занимается наблюдением за бесперебойной работой насосов и электродвигателей, следит и поддерживает заданный технологический режим работы скважин, следит за вводом химического реагента в скважину. В случае возникновения аварийной ситуации оператор обязан незамедлительно сообщить об этом своему непосредственному руководителю/диспетчеру цеха и согласно плану локализации и ликвидации возможных аварий, принять меры по устранению.

При работах на НГКМ химические, физические, биологические и психофизиологические факторы (представлены в таблице 15 Приложение Б)

оказывают негативное влияние на работников и окружающую среду, [17]. Классификация факторов приведена согласно ГОСТ 12.0.003-2015.

### **5.2.1 Вредные факторы**

#### **Повышенный уровень шума на рабочем месте**

В замерной установке дебита скважин повышенный уровень шума от больших давлений, скорости потока скважинной продукции и от работы компрессора. Шум оказывает зачастую необратимое влияние на зрительный и вестибулярный анализаторы, угнетающе действует на психику, вызывает душевное недовольство и депрессию. Это может привести к головной боли, а так же нервному расстройству при периодическом воздействии на работника. Шум, нарушая сон, мешает полноценному отдыху и восстановлению сил. Систематическое недосыпание и бессонница ведут к тяжёлым нервным расстройствам.

Работников обеспечивают средствами индивидуальной защиты, которые включают в себя перчатки, обувь, стельки, изготовленные из виброизолирующего материала, а также наушники, подавляющие воздействие шума.

Средства защиты от повышенного уровня шума на рабочем месте согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация»: звукоизолирующие, звукопоглощающие материалы; глушители шума; оградители шума; автоматического контроля и сигнализации; дистанционное управление.

#### **Повышенный уровень вибрации**

Источником вибрации является насосное оборудование. Контакт человека с вибрирующими объектами отрицательно сказывается на его здоровье и работоспособности: повышается утомляемость, снижается производительность и качество труда.

Функциональные нарушения: нарушение вестибулярных реакций и координации движений, увеличение времени зрительной реакции, повышение

утомляемости, увеличение времени двигательной реакции, развитие нервных заболеваний на фоне нарушения функций опорно-двигательного аппарата и сердечно-сосудистой системы.

Существуют следующие средства защиты от повышенного уровня вибрации на рабочем месте согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация»: оградители вибрации; виброизолирующие, виброгасящие и вибропоглощающие материалы; автоматического контроля и сигнализации; дистанционного управления.

### **Повышенная загазованность воздуха рабочей среды**

В процессе выполнения производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. Почти все вещества, которые вредны для организма, применяются в современной технологии по добычи нефти и газа.

Характеристики вредных веществ представлены в таблице 16 [17].

Таблица 16 – Характеристики вредных веществ в добыче и борьбе с парафином

<b>Вещество</b>	<b>ПДК, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Бензол	15	2
Сероводород H <sub>2</sub> S	10	2
Нефть	10	3
Серы диоксид SO <sub>2</sub>	10	3
Сероводород в смеси с углеводородами	3	3
Углеводороды предельные C <sub>1</sub> -C <sub>10</sub>	300	4
Оксид углерода CO	20	4
Сера	6	4
ПАВы (сульфанол, детергент и др.)	3	4

При этом они оказывают общее раздражающее токсическое, канцерогенное и мутагенное действие на работника, представляя по этой причине опасность для его жизни и здоровья.

Сырая нефть вызывает экземы и дерматиты при соприкосновении с кожей человека. На человека нефть оказывает наркотическое действие с изменением состава крови и нарушением функционирования кроветворных органов. При постоянном воздействии углеводородов наблюдается повышенная заболеваемость органов дыхания, функциональные изменения в центральной нервной системе, низкое кровяное давление, признаки поражения почек и др. Двуокись углерода является тяжелым, бесцветными и мало реакционным газом, вызывающий сильное наркотическое отравление при содержании 10% в воздухе.

Средства защиты: коллективные - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне, индивидуальной - противогаз, очки, защитная маска.

### **Аномальные климатические параметры воздушной среды**

Рабочий объект располагается на открытой территории промысла и подвергается воздействию окружающих влажности и температур. Работы выполняются круглый год в круглосуточном режиме.

Климат района Ванкорского месторождения континентальный с резкими сезонными колебаниями температур. Зимы холодные, влажность повышенная, высокая скорость движения воздушных масс в сильные морозы температура снижается до минус 50°C. Низкая температура воздуха может вызывать обморожения и переохлаждения организма (местное или общее), как следствие – простудные заболевания. Также у работников может наблюдаться появление сонливости и потеря координация движений, что влечёт за собой снижение работоспособности и повышении опасности производства работ

Лето жаркое с температурой плюс 35 - 45°C. Высокая температура воздуха может вызывать, перегрев организма, тепловой удар или профзаболевание, так как способствует быстрой утомляемости работающего.

Весной характерно быстрое потепление, особенно интенсивное после схода снежного покрова. Осень обычно затяжная, дождливая с сильными ветрами. Ветра имеют преобладающее юго-западное направление.

Для обогрева работников на кустовой площадке установлен пункт контроля управления с компьютером, слесарным отделением и комнатой приема пищи.

Отопительные приборы следует устанавливать с гладкой поверхностью, допускающей легкую очистку.

Средняя температура помещений поддерживается в диапазоне 18-22 °С, относительной влажностью 60-40 %.

Предлагаемые средства защиты: средством коллективной защиты будут являться отдельные тёплые помещения. При проведении работ в условиях низкой температуры, работники обязаны надеть спецодежду, специальную обувь и другие средства индивидуальной защиты (СИЗ), защищающие от низких температур [8]. Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: при работе на открытом воздухе в холодное время года работник во избежание переохлаждения обязан пользоваться дополнительными перерывами для обогрева, в сочетании с перерывами на восстановление функционального состояния после выполнения физической работы.

### **Попадание продуктов химии на кожный покров**

Источник возникновения: при производстве работ по очистке полости трубопровода может возникнуть опасность попадания продуктов транспорта на кожный покров. Воздействие фактора на организм человека: контакт человеческой кожи с нефтесодержащей эмульсией опасен химическим ожогом и интоксикацией организма.

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты будут являться защитные экраны. Для предупреждения кожных поражений необходимо применять предохранительные мази и использовать спецодежду [19].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работник обязан выполнять работу согласно технологическому регламенту, утверждённому в Компании, знать устройства и назначение системы очистки полости трубопровода, порядок перекрытия ремонтируемого участка.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Источник возникновения: работы в позднее время суток или в пасмурную погоду, сопровождаются недостаточной освещённостью рабочей зоны.

Воздействие фактора на организм человека: при недостаточном освещении затрудняется производственный процесс, потеря достаточной видимости проводимых работ. Увеличивается утомляемость и нагрузка на зрение у работников.

Допустимые нормы: работы по обустройству кустовой территории должны выполняться при равномерном освещении. В производственных помещениях должно быть предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Освещённость не менее 2 лк. Грузоподъёмные операции выполнять при освещённости не менее 5 лк, а при работе ручным и механизированным способом не менее 10 лк [17].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора:

Использование прожекторов и дополнительного освещения от спецтехники.

### **Повреждения в результате контакта с насекомыми**

Из-за работ, проводимых в полевых условиях, рабочие могут получать повреждения насекомыми такими как комары, мошки, клещи. Поэтому работников обеспечивают средствами индивидуальной защиты: защитный энцефалитный костюм, спреи и репеллентные средства. Наибольшую опасность из насекомых представляет клещ, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу [17].



## **5.2.2 Опасные факторы**

### **Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание**

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

Так как насосное оборудование работает от электрического тока, существует вероятность поражения им человека.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация», существуют следующие средства защиты от поражения электрическим током: оградительные устройства; устройства автоматического контроля и сигнализации; изолирующие устройства и покрытия; устройства защитного заземления; устройства автоматического отключения; устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения; устройства дистанционного управления; предохранительные устройства; знаки безопасности.

Если аварийная ситуация все-таки произошла, согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ «Средства защиты работающих. Классификация» можно применить следующие защитные мероприятия: аварийное отключение УЭЦН; прокладка временного трубопровода высокого давления на соседнюю скважину; предупреждение коррозии металлов.

Все оборудование, в том числе и фонтанная арматура скважин должна иметь контур заземления.

### **Обеспечение взрывопожарной и пожарной безопасности**

По взрывопожарной опасности площадка, где происходит технология удаления парафиновых отложений относится к категории А, степень огнестойкости II согласно СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N 1).

Причинами возникновения пожаров являются: несоблюдение техники безопасности рабочим при выполнении своих прямых обязанностей; утечка газа по фланцевым соединениям арматуры и трубопроводов; возгорание нефти и газа в результате несоблюдения правил эксплуатации оборудования.

Для обеспечения пожаробезопасности на кустовых площадках присутствует автоматическая система пожарной сигнализации, ручные пожарные извещатели, расположенные на расстоянии через каждые 50 метров.

В таблице 17 приведены токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ.

Таблица 17 – Токсичные и пожароопасные свойства горючих веществ

Показатели	Наименование веществ	
	метан	нефть
Плотность по воздуху	0.5543	3.5
Температура самовоспламенения, °С	450	270-320
Температура вспышки, °С	–	40-17
ПДК, мг/м <sup>3</sup> в рабочей зоне	300	300
Класс опасности	4	3
Концентрационные пределы воспламенения	5-15	1.26-6.5
Действие на организм	наркотическое действие (в больших конц-иях)	наркотические действие

Для обеспечения безопасности работников кустовой площадки на случай пожара в наличии должны быть щит с первичными средствами пожаротушения. Один противопожарный щит должен включаться в себя:

огнетушитель пенный ОП-8 – 1 шт.; огнетушитель пенный ОУ-5 – 2 шт.; ящик с просеянным чистым песком, V = 0,5 м<sup>3</sup> – 1 шт.; лопата штыковая – 1 шт.; лопата совковая - 1 шт.; багор – 1 шт.; топор – 1 шт.; лом – 1 шт.; ведра пожарные – 2 шт. кошма 1x1 – 1 шт [20].

**Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования**

Источник возникновения: при проведении обработки скважин, на территории проведения работ сконцентрировано высокое количество спецтехники и механизмов. Источником возникновения данного фактора, являются движущиеся механизмы спецтехники и транспортировка техники до места проведения работ.

Воздействие фактора на организм человека: негативным последствием данного фактора, являются травмы высокой степени, вплоть до летального исхода.

Предлагаемые средства защиты: средствами коллективной защиты являются ограждение территории проведения работ. Средствами индивидуальной защиты являются каска, перчатки, очки и специальная обувь [20].

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: работы с применением спецтехники и спецоборудования должны проводиться в присутствии ответственного за безопасное проведение работ. Работники должны соблюдать охрану труда и технику безопасности при работе со спецоборудованием и рядом со спецтехникой. Оборудование должно быть исправно и пригодно для безопасного производства работ. Проводится плановая проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов при их обнаружении, согласно ГОСТ 12.2.003-91

Спецтехника должна управляться лицами, обученными и имеющими соответствующее квалификационное удостоверение.

### **Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением**

Оборудование, работающее под давлением 0,07 МПа и выше, представляет собой опасность. Источник возникновения: основная опасность при эксплуатации трубопровода и другого оборудования заключается в возможности их разрушения под действием давления рабочей среды (физический взрыв). Воздействие фактора на организм человека: травмы высокой степени, вызванные ударной волной и осколками разрушенного

трубопровода. Предлагаемые средства защиты: спецодежда, специальная обувь, перчатки, очки, каска.

Мероприятия по снижению воздействия негативного фактора: эксплуатацию и испытание промысловых трубопроводов нужно проводить согласно технологическому регламенту месторождения. Трубопроводы должны быть обслужены и подвержены ежегодному контрольному осмотру, ревизии и экспертизе промышленной безопасности.

### **5.3 Обеспечение безопасности в аварийных и чрезвычайных ситуациях**

Для Ванкорского НГКМ характерны чрезвычайные ситуации:

- природные. Климат континентальный с резкими сезонными колебаниями температуры: большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до минус 50 °С) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы; лето короткое (50–60 дней), жаркое плюс 25 – 40 °С и пасмурное, с частыми заморозками); осень обычно затяжная, дождливая с сильными ветрами;
- технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;
- экологические (загрязнения окружающей среды).

Анализ потенциально возможных технических аварийных чрезвычайных ситуаций при эксплуатации скважин на кустовой площадке, представлен в таблице 18;

- военно-политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.).

Таблица 18 – Анализ возможных аварийных ситуаций

<b>Возможные аварии</b>	<b>Последствия</b>
Пожар в производственном помещении	выброс газа и разлив нефти в помещении; поражение людей продуктами сгорания;

	загазованность территории и помещения
Прорывы, разливы нефти	выброс газа и разлив нефти; загрязнение окружающей среды
Негерметичность межколонного пространства (повышение давления в межколонном пространстве) скважины, открытое фонтанирование скважины	выброс газа и розлив нефти в окружающую среду; загазованность территории; отравление газом, облив нефтью

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры [15,13]:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Все виды перечисленных профилактических мероприятий выполняются заблаговременно, чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории.

Помимо выше перечисленного каждый цех на месторождении имеет на рабочих местах план ликвидации и локализации возможных аварий, где указаны исполняющие лица, и их оперативные действия при возможной аварии, а также медицинскую аптечку на случай аварийных или экстренных ситуаций.

Основной порядок действий состоит из следующих операций:

- Персонал находится в распоряжении ответственного руководителя и выполняет все его задания.
- Отсечение поврежденного участка, согласно мероприятиям.
- Основные работы по устранению нарушения.

- Определение ответственным руководителем порядка осмотра и дальнейшего запуска технологического оборудования, трубопроводов, скважин, электрооборудования, вентиляции, с целью установления полного соответствия их требованиям пожарной и производственной безопасности.

Ежедневный осмотр агрегатов, механизмов и герметичность трубопроводов необходимо проводить с целью исключения возникновения аварий.

Наиболее типичная ЧС – порыв нефтесборного коллектора.

#### **5.4 Экологическая безопасность**

Техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух.

Примерный список мероприятий по охране окружающей среды:

- Модернизация технологических процессов (безотходные, инновационные, основанные на экологически чистых материалах и источниках энергии).

- Замена старого оборудования на новое (более эффективное, соответствующее экологическим стандартам, основанное на экологичном сырье и пр.).

- Оборудование производственных помещений (оборудование для рециркуляции дымов и газов, противопожарные системы).

- Модернизация автопарка (очистка выхлопных газов, понижение шумовых характеристик строительных машин).

- Модернизация источников выбросов и сбросов (оборудование неорганизованных, установка систем очистки и пр.).

- Модернизация хозяйственно-бытового водоснабжения.

##### **5.4.1 Оценка воздействия на геологическую среду**

Обустройство НГКМ сопровождается строительством промышленных и транспортных сооружений, дорог, линий электропередач, вахтовых поселков, реконструкции существующих кустовых площадок, дорог и других объектов

инфраструктуры, движением транспорта, организацией временных подъездных путей, карьеров для выемки грунтов, складов ГСМ и взрывчатых веществ, временных поселков, вертолетных площадок и т.д.

При этом формируются новые формы рельефа: положительные (отвалы, насыпи, валы), отрицательные (карьеры, земляные амбары, траншеи).

#### **5.4.2 Оценка воздействия на атмосферный воздух**

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов. В период строительно-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых скважин;
- дизельная электростанция, работающая в период проведения строительно-монтажных работ и освоения скважин;
- выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;
- электроды сварочных агрегатов.

#### **5.4.3 Оценка воздействия на гидросферу**

Воздействие нефтепромысловых объектов на поверхностные и подземные воды, прежде всего, связано с:

- созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;
- возможным захламлением русел и затопляемых долин водотоков строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;

- возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);
- возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счёт поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и за счет почвенно-грунтовых вод.

#### **5.4.4 Мероприятия по охране атмосферного воздуха**

На стадии эксплуатации нефтепромыслового оборудования предусмотрены специальные мероприятия, направленные на минимизацию выбросов загрязняющих веществ в атмосферный воздух от стационарных источников. К ним относятся следующие технические решения: полная герметизация всего технологического оборудования; установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации; установка специально-подогнанных прокладок для фланцевых соединений; проведение периодических испытаний трубопроводов на прочность и плотность; применение средств автоматизированного контроля рабочих параметров оборудования и трубопроводов, работающих под давлением; использование сертифицированного оборудования; своевременное проведение ППР оборудования; соблюдение нормативов выбросов загрязняющих веществ от стационарных источников выбросов при их эксплуатации; испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;



использование (утилизация) попутного нефтяного газа для собственных нужд и выработки электроэнергии.

#### **5.4.5 Мероприятия по охране водных объектов**

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия: исключение сброса любых сточных вод и отходов при проведении работ на рельеф и в водные объекты; строительство водопропускных труб; установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок горизонтов высоких вод (ГВВ) 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода; увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика); выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов; строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта; укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав; ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды; обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием); использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обвалований торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

#### **5.4.6 Мероприятия по охране земельных ресурсов**

Главным мероприятием, которое позволяет значительно сократить отводы земель под бурение и обустройство скважин и обеспечить снижение

затрат, связанных с отводом земель, является применение кустовых методов строительства скважин и горизонтального бурения.

При проектировании и строительстве предусмотрены мероприятия, обеспечивающие снижение воздействия на животный мир: минимальное отчуждение земель для сохранения условий обитания животных и птиц; проведение строительных работ в зимний период, что значительно снижает воздействие на орнитофауну в целом; комплексная автоматизация объектов добычи, сбора, транспорта углеводородов, создание на базе АСУ ТП малолюдной и безлюдной технологий; оборудование водозаборных устройств рыбозащитными сетками; уборка остатков материалов, конструкций и строительного мусора по завершении строительства; хранение нефтепродуктов в герметичных емкостях.

Оснащение рабочих мест и строительных площадок инвентарными контейнерами для бытовых и строительных отходов. слив отходов горюче-смазочных материалов (ГСМ) в специально оборудованные ёмкости

К основным мерам охраны окружающей среды от воздействия отходов производства и потребления относятся: применение малоотходной технологии бурения скважин, обезвреживание и экологически безопасное захоронение отходов; строительство дренажных емкостей для сбора отходов; сбор и утилизация промышленных отходов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Большая часть разрабатываемых и эксплуатируемых месторождений Крайнего Севера, Западной и Восточной Сибири имеют предрасположенность, благоприятствующую к интенсивному отложению парафиновых масс в стволах нефтедобывающих скважин. Добыча нефти на месторождении Красноярского края производится как фонтанным, так и механизированным способами с использованием установок электроцентробежных насосов. 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.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен общий фонд добывающих скважин нефтегазового месторождения (Красноярский край), его особенности современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями в процессе эксплуатации скважин, затронут ряд вопросов по предпосылкам условий, влияющих на образование парафина в лифте НКТ и рабочих органов УЭЦН в процессе добычи, геологические и физико-химические особенности нефти данного месторождения.

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.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

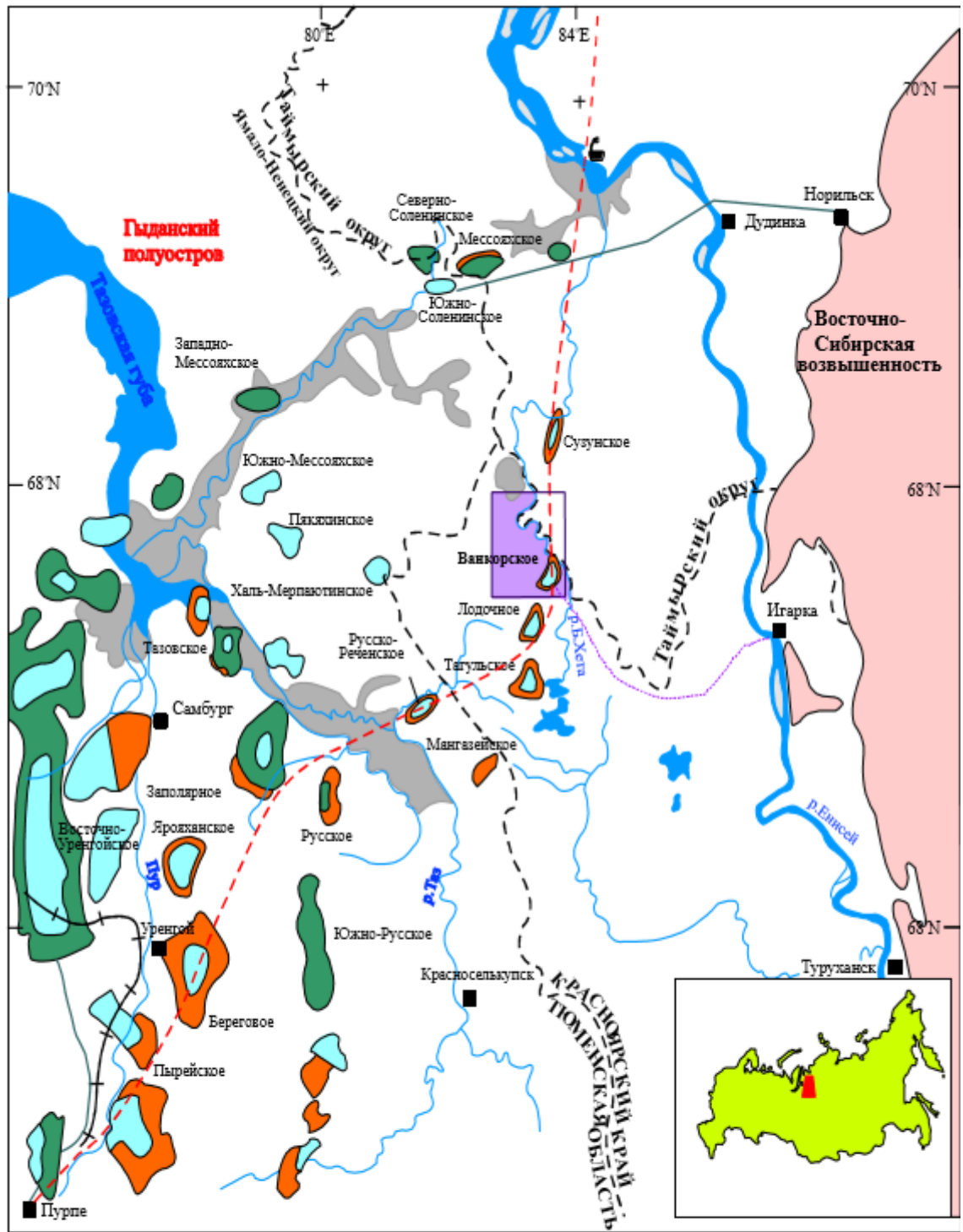
1. Ванкорское нефтегазоконденсатное месторождение [Электронный ресурс]. - 2012.- Режим доступа: <https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141603-vankorskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie/> - Загл. с экрана.
2. РН-Ванкор История [Электронный ресурс] [https://vankorneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha\\_i\\_razrabotka/Vostochnaja\\_Sibir/vankorneft/](https://vankorneft.rosneft.ru/about/Glance/OperationalStructure/Dobicha_i_razrabotka/Vostochnaja_Sibir/vankorneft/).
3. Инструкция ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» № ИО-003-ОНПХ версия 1.04 г. Губкинский 2011 стр 28
4. Приложения № 1-5,7 Инструкция ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» № ИО-003-ОНПХ «Выполнение работ по борьбе с отложениями парафинов, смол и асфальтенов в нефтепромысловом оборудовании» № ИО-003-ОНПХ версия 1.04 г. Губкинский 2011 стр 23
5. Технологический регламент ЗАО «ВАНКОРНЕФТЬ» по применению способов борьбы с АСПО на добывающих скважинах версия 1.00 г. Уфа 2010 стр 25
6. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 1 ноября 2013 г. N 477 г. Москва "Об утверждении Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов" Вступает в силу 1 января 2016.
7. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.
8. Эффективность применения греющего кабеля в условиях Ванкорского месторождения Альмухаметова Э.М., Габдрахманов Н.Х., Альмухаметов Ф.Ф., Габзалилова А.Х., Петрова Л.В., Гарифуллина З.А. Уфимский государственный нефтяной технический университет НГДУ

«Гуймазанефть» ООО «Башнефть-Добыча» статья в журнале - научная статья Номер: 2 (104) Год: 2016 Страницы: 9-17 УДК: 622.279.7 ISSN: 1998-8443.

9. Никонова Светлана Александровна, Кулагина Жанна Дмитриевна, Таминдарова Дилара Ринатовна Анализ рынка нефтедобычи и нефтепереработки в РФ // АНИ: экономика и управление. 2019. №2 (27). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-rynka-neftedobychi-i-neftepererabotki-v-rf> (дата обращения: 04.05.2020).
10. Официальный сайт Министерства энергетики РФ [Электронный ресурс] URL: <https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 04.05.2020).
11. Добыча нефти в России - история, статистика по годам, регионам, компаниям [Электронный ресурс] URL: <https://prognostica.info/news/show/36> 18.04.2019 11:11 (дата обращения: 04.05.2020).
12. [Электронный ресурс] URL: <https://vankorneft.rosneft.ru/>.
13. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 16.12.2019).
14. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
15. СП 5.13130.2009 Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Нормы и правила проектирования (с Изменением N 1).
16. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
17. СанПиН 2.2.8.49-03 Средства индивидуальной защиты кожных покровов персонала опасных производств.
18. ГОСТ Р 58367-2019 Обустройство месторождений нефти на суше. Технологическое проектирование.
19. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).

20.ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).  
Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением  
N 1).

## Приложение А



УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: gray; border: 1px solid black;"></td> <td>Болота</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 1px; background-color: blue; border: 1px solid black;"></td> <td>Действующий газопровод</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 1px; background-color: red; border: 1px dashed black;"></td> <td>Проектируемый нефтепровод</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 1px; background-color: black; border: 1px solid black;"></td> <td>Железная дорога</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 1px; background-color: black; border: 1px dashed black;"></td> <td>Зимняя дорога</td> </tr> </table>		Болота		Действующий газопровод		Проектируемый нефтепровод		Железная дорога		Зимняя дорога	<table border="0" style="width: 100%;"> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: purple; border: 1px solid black;"></td> <td>Лицензионная территория СПГ 'Енисейнефть'</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: cyan; border: 1px solid black;"></td> <td>Сулой газ</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: green; border: 1px solid black;"></td> <td>Газовый конденсат</td> </tr> <tr> <td style="width: 20px; height: 15px; background-color: orange; border: 1px solid black;"></td> <td>Нефть</td> </tr> </table>		Лицензионная территория СПГ 'Енисейнефть'		Сулой газ		Газовый конденсат		Нефть
	Болота																		
	Действующий газопровод																		
	Проектируемый нефтепровод																		
	Железная дорога																		
	Зимняя дорога																		
	Лицензионная территория СПГ 'Енисейнефть'																		
	Сулой газ																		
	Газовый конденсат																		
	Нефть																		

0 100 км

Рисунок 3 – Обзорная карта района месторождения

## Приложение Б

Таблица 15 – Вредные и опасные факторы

Вредные и опасные факторы	Описание
Производственный шум (вредный фактор)	Источниками производственного шума являются электродвигатели, вентиляционные установки, трансформаторы, компрессоры в технологических помещениях, электромашины, нефтедобывающее оборудование, транспортные средства и спец. техника. Сильный шум создаётся при продувке скважин, в основном газовых, а также при проведении обработок ПЗП.
Выхлопные газы (вредный фактор)	Выхлопные газы автотранспорта, разлившиеся химические реагенты на территории рабочей зоны, отработка газа на факел, нефтепродукты, разлившиеся в водоемы при разгерметизации технологических трубопроводов.
Химические реагенты (вредный фактор)	Использование химических реагентов, имеющих сенсibiliзирующее, раздражающее и канцерогенное воздействие на работника – это ингибиторы коррозии, ингибиторы для удаления парафина и солей, применяемые на всем участке движения нефтяной продукции, стабилизаторы диэмульгаторы.  Для борьбы с парафиновыми отложениями химическим способом используются химические реагенты токсического характера.
Кровососущие насекомые (вредный фактор)	В осенне-летний период особенно усложняют работу для работника наличие кровососущих насекомых. Они забираются под спецодежду, проникают в органы дыхания, наносят бесчисленные зудящие укусы, переносящие вирусы и бактерии.
Физические и моральные перегрузки (статические, динамические нагрузки)	Работник за счет поднятия и переноса тяжелых предметов устают физически, руководители зачастую испытывают статические нагрузки, так как почти весь рабочий день проводят в сидячем положении. Нервно-эмоциональные нагрузки – это переутомление, перенапряжение зрения от работы за компьютером и слуха у работающих на шумных объектах.



Продолжение таблицы 15

<p>Электрический ток (опасный фактор)</p>	<p>К основным электроопасным объектам относятся скважины, оборудованные УЭЦН и ШСНУ, к которым подведены линии электропередач; трансформаторы, станции управления, создающие опасность поражения электрическим током. При работах на скважинах с УЭЦН увеличивается зона поражения электротоком, т.к. резко возрастает длина токопроводящего кабеля, причём часть его проходит по поверхности.</p>
<p>Движущиеся машины и механизмы (опасный фактор)</p>	<p>Кронблочки, талевая система, всевозможные лебедки, пневматические и полуавтоматические ключи, наземное оборудование скважин, станки качалки и другие элементы.</p>
<p>Аппараты под давлением</p>	<p>Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью.</p>