

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 ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ</b>

УДК 622.276.72(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Мамедов Вугар Мехман оглы		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	К.Х.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	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
Р1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
Р2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
Р3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
Р4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
Р5	Получат систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
Р8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
Р9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (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
3-2Б6В2	Мамедов Вугар Мехман оглы

Тема работы:

Комплексный подход к борьбе с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Классификация нефти по содержанию парафинов. Анализ пространственного распределения нефти по содержанию парафинов. Состав и свойства парафиновых отложений. Причины образования парафиновых отложений в скважинах и линейных сооружениях. Анализ условий образования парафинов. Определение коэффициента теплопередачи. Описание современных технологий борьбы с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири. Предупреждение образования парафиновых отложений. Методы удаления парафиновых отложений. Технические усовершенствование технологий при борьбе с парафинообразованием в скважинах и линейных сооружениях.

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

Раздел	Консультант
Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной и зарубежной нефтедобычи	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Анализ причин и условия образования парафиновых отложения в процессе добычи нефти	
Анализ современного опыта применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями в отечественной, и зарубежной нефтедобычи	
Комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

**Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику**

23.04.2021

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фадеева Светлана Васильевна	к.х.н.		23.04.2021
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			23.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Мамедов Вугар Мехман оглы		23.04.2021

## ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПО – парафиновые отложения;
- ПВ – парафиновые вещества;
- ПЗП – призабойная зона пласта;
- ПАВ – поверхностно-активные вещества;
- АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин;
- НКТ – насосно-компрессорные трубы;
- УВ – углеводород;
- МОП – межочистный период;
- МРП – межремонтный период;
- КРС – капитальный ремонт скважин;
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;
- АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;
- СПО – спуска подъемная операция;
- ПАА – полиакриламид;
- УДЭ – установка дозировочная электронасосная;
- МИОН – магнитный индуктор обработки нефти;
- РВК – резонансно-волновые комплексы;
- УПН – установка подготовки нефти;
- АДУ – автоматические депарафинизационные установки;
- УДС – установка для депарафинизации скважин;
- УПС – установка прогрева скважин;
- ПРС – подземный ремонт скважин;

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 86 страницы, в том числе 33 рисунок, 11 таблиц. Список литературы включает 24 источников.

Ключевые слова: ингибиторная защита, осложнения при добыче нефти, парафиноотложение, технологии защиты оборудования, трубный ассортимент.

Объектом исследования являются парафиновые осложнения, возникающие при эксплуатации нефтяных скважин и методы их предотвращения.

Цель исследования – анализ методов современных технологий защиты и борьбы от парафиновых осложнений.

В процессе исследования были подробно рассмотрены методы борьбы и предупреждение парафиновых отложений, а также перспективы по применению более современных технологий.

Область применения: осложненный фонд скважин.

Потенциальная экономическая эффективность связана с повышением эффективности эксплуатации оборудования за счет внедрения новых технологий защиты и предупреждения от парафиноотложений.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ .....	10
1.1 Термобарические условия возникновения парафиновых отложений в процессе добычи нефти. Структура и состав парафиноотложений .....	11
1.2 Причины и механизм образования парафиновых отложений .....	15
1.3 Сущность методов борьбы с парафиноотложениями в различных геологических условиях.....	25
2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ .....	27
2.1 Технологии предупреждения образования парафиновых отложений.....	28
2.2 Покрытие внутренней поверхности труб парафиностойкими материалами	28
2.3 Предупреждения парафиновых отложений с помощью ингибиторов .....	30
2.4 Технология магнитного индуктора .....	34
2.5 Технология горячей обработки.....	37
2.6 Скребование скважин.....	39
2.7 Удаление парафиновых отложений из насосно-компрессорных труб с помощью электропрогрева .....	47
3 ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ, ОСЛОЖНЕННЫХ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЕМ .....	51
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	58
4.1 Предпроектный анализ.....	58
4.2 Технико – экономическое обоснование проекта .....	58

4.3 SWOT – анализ .....	59
4.4 Формирование плана и бюджета проектной работы.....	61
4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта.....	64
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	70
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	70
5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	73
5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	75
5.5 Экологическая безопасность .....	77
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	82
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	84



## ВВЕДЕНИЕ

При добыче нефти серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование парафиновых отложений (ПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок. Высокие дебиты, скважины большого диаметра с горизонтальным окончанием, высокий газовый фактор и низкая температура пласта все эти факторы потребовали нестандартных подходов к подбору методов борьбы с парафиновыми отложениями на стенках насосно-компрессорных труб, относительно тех, которые ранее применялись на месторождениях России.

Актуальность данной работы: Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин путем предупреждения образования парафиновых отложений с применением новых технологий.

Целью выпускной квалификационной работы разработка комплекса мероприятий по борьбе с парафиновыми отложениями для обеспечения оптимальных режимов добычи нефти на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи;

1. Изучить классификацию нефти по содержанию парафинов;
2. Определить термобарические условия образования парафиновых отложений в скважинном оборудовании и в выкидных линиях;
3. Проанализировать современный опыт применения технологий по борьбе с парафиновыми отложениями;
4. Представить комплексный подход при борьбе с парафиновыми отложениями в процессе добычи нефти.

# 1 АНАЛИЗ ПРИЧИН И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Согласно ГОСТ Р 51858 -2002 свойства нефти классифицируются и по химическому составу, в том числе:

По содержанию парафина:

малопарафинистые нефти при массовом содержании парафина 0-1,5%

парафинистые нефти 1,51-6,00%

высокопарафинистые нефти >6%

ПО состоит из многих компонентов, преобладающее количество каждого компонента в составе ПО составляет:

- Углеводороды (парафины, церезины, асфальтены, смолы) 15-85%
- Механические примеси 2-15%
- Вода 4-18%
- Соли (галит, кальцит, гипс и др) 4-15%
- Сульфит желез 0-65%

Надо отметить, что в пределах одного месторождения, даже в одной скважине на разных глубинах состав ПО имеет значительные различия.

Основным компонентом углеводородных отложений является парафин. Молекулярная формула парафинов от  $C_{17}H_{36}$  до  $C_{35}H_{72}$ .

Молекулярная масса 300-450. Температура плавления парафина в стандартных условиях 45-65°C. В то время температура насыщения (не надо путать с температурой плавления) нефти парафином (кристаллизации) по большинству месторождений составляет 16-25°C. Плотность парафина составляет 881-905 кг/ м<sup>3</sup>.

Интенсивность кристаллизации, величина и форма кристаллов парафина зависит от условий выделения. Парафин хорошо растворяется и диспергируется в углеводородных растворителях.

Из нефти парафин выделяется в виде тонких кристаллов (ленточная структура). В скважинных условиях парафин кристаллизуется, в первую очередь, на шероховатой поверхности стенки насосно-компрессорных труб,

имеющей более низкую температуру, чем масса жидкости. Интенсивность отложений ПО зависит от многих факторов, таких как газовый фактор, скорость потока, обводненность продукции скважин, вязкость жидкости и т.д. [1].

### **1.1 Термобарические условия возникновения парафиновых отложений в процессе добычи нефти. Структура и состав парафиноотложений**

Важным шагом при выборе метода предотвращения и удаления отложений парафино-битумной смолы является определение глубины, на которой начинается образование ПО с достаточной точностью. На основе известного значения  $t_{нд}$  приведена температурная зависимость нефтенасыщенности парафинов в скважинных условиях [2].

$$t_{нас.скв.} = t_{нд} + A_1 \cdot \frac{P_t}{P_{нас}} - A_2 \cdot \frac{\Gamma_t}{\Gamma_0}, \quad (1)$$

где  $t_{нд}$  - температура насыщения дегазированной нефти парафином;  $A_1$ ,

$A_2$  корреляционные коэффициенты, определяемые для рассматриваемого объекта разработки по данным лабораторных исследований нефти;

$p_t$ ,  $p_{нас}$  давление соответственно в скважине и давление насыщения нефти газом;

$\Gamma_t$  -газонасыщенность нефти при температуре потока в скважине;

$\Gamma_0$  -газонасыщенность пластовой нефти.

Для определения температуры насыщения дегазированной нефти получен ряд эмпирических зависимостей. Температура насыщения нефти парафином для поверхностных и скважинных условий может быть получена по уравнениям ВНИИнефть [2].

$$T_{нт} = t_{нд} + 0,2 \cdot P - 0,1 \cdot \Gamma_H \quad (2)$$

$$t_{нд} = 11,398 + 34,084 \cdot \lg C_n \quad (3)$$

где  $t_{нд}$  температура насыщения нефти парафином в поверхностных условиях;

$P$  - давление, МПа; ГН - газовый фактор нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $C_{II}$  - концентрация парафина в нефти, % масс. Схожее с уравнением (3) влияние содержания парафинов в нефти на температуру насыщения нефти парафином представлено в [2].

$$t_{но} = 18,132 \cdot \ln C_{II} + 0,0444 \quad (4)$$

Влияние концентрации парафинов на температуру насыщения нефти парафином также отражается в уравнении ПермНИПИнефти:

$$t_{но} = 70,5 \cdot e^{\frac{3,686}{C_{II}}} \quad (5)$$

Температуру насыщения дегазированной нефти с учетом содержания парафинов можно определить:

по формуле ТГНУ:

$$t_{но} = \delta \cdot \left[ (C_{II} + C_C + C_A) \cdot \ln t_{пл} + \frac{\mu_{20}}{\mu_{50}} \right] \quad (6)$$

по формуле ПГТУ:

$$t_{но} = \delta \cdot \left[ (C_{II} + C_C + C_A) \cdot \ln t_{пл} + \frac{\mu_{20}}{\mu_{50}} \right] \quad (7)$$

где,  $C_{II}$ ,  $C_A$ ,  $C_C$  - содержание в нефти соответственно парафинов, смол и асфальтенов, %;

$[\delta]$  - поправочный коэффициент, °С/%;

$\mu_{20}$ ,  $\mu_{50}$  - динамическая вязкость нефти при температуре соответственно 20 и 50 °С, мПа·с;  $t_{пл}$  - температура плавления парафина, °С.

Для проведения расчётов по зависимости (1) и (2) получены номограммы для определения поправочного коэффициента  $\delta$  и показателя степени  $X$  [2].

На рисунке 1 представлена полученная зависимость температуры насыщения моделей высокопарафинистой нефти парафином в зависимости от его массового содержания в растворе.

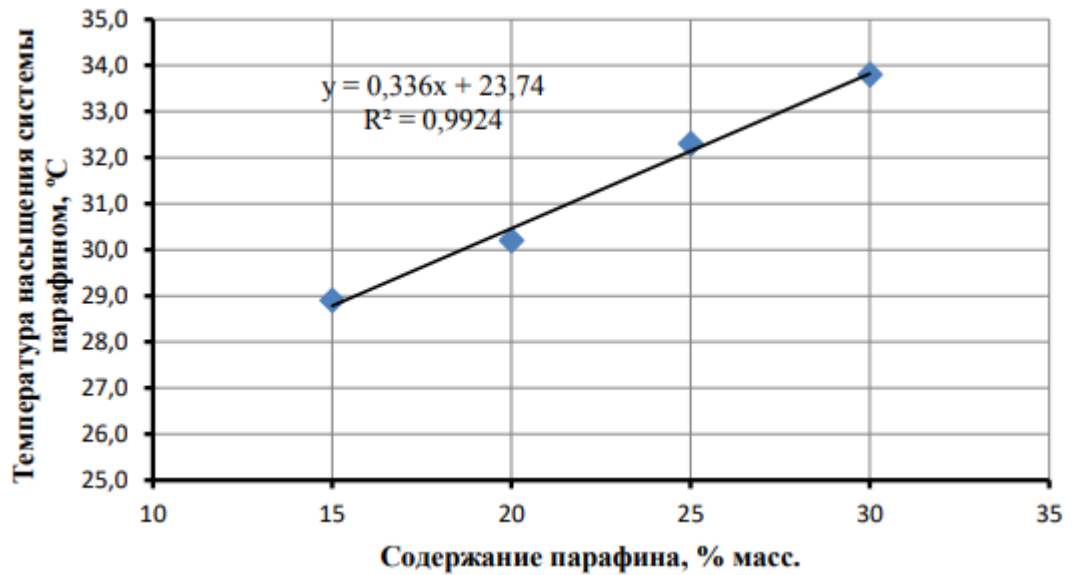


Рисунок 1–Зависимость температуры насыщения растворов парафином от его массовой концентрации при атмосферном давлении

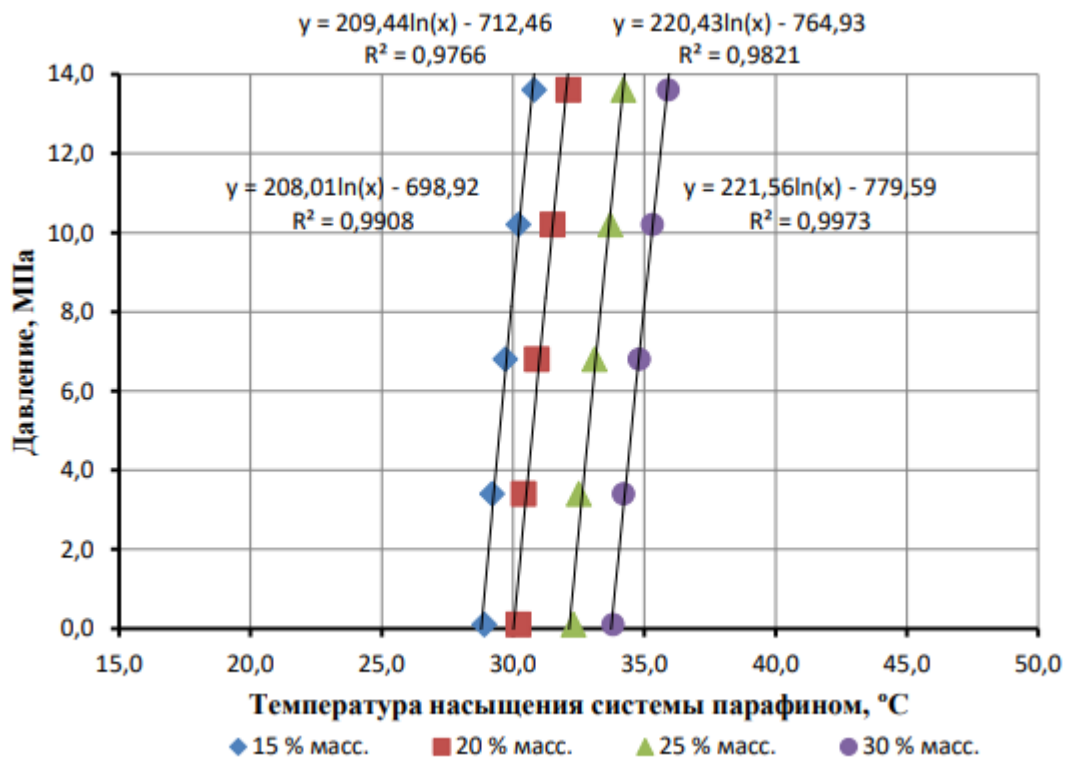


Рисунок 2–Изотермы насыщения растворов парафином

Получены изотермы насыщения моделей высокопарафинистой нефти парафином в области давлений от 0,1 до 13,6 МПа вида (рисунок 1.9):

$$P = P^* + k \cdot \ln \left( \frac{T_{нас}}{T_{нас}^*} \right) \quad (8)$$

где \* P –атмосферное давление, МПа;

$T_{нас}^*$  –температура насыщения модели парафином при атмосферном давлении, °С;

$T_{нас}$  –температура насыщения модели парафином при равновесном давлении P, °С;

k –константа фазового перехода в уравнении Клапейрона-Клаузиуса, описывающем фазовые переходы первого рода, к которым условно можно отнести кристаллизацию парафина в модельных растворах.

Из формулы (8) получим выражение для определения температуры насыщения модели парафином  $T_{нас}$  при равновесном давлении P:

$$T_{нас} = T_{нас}^* \cdot e^{\left(\frac{P-P^*}{k}\right)} \quad (9)$$

Таким образом, исследование моделей высокопарафинистой нефти визуальным методом выявило повышение температуры насыщения парафином с ростом концентрации и давления. Для диапазона давлений (0,1-13,6 МПа) и массовых концентраций парафина в растворе (15, 20, 25 и 30 % масс.) получена следующая зависимость температуры насыщения растворов парафином от его содержания и давления:

$$T_{нас} = [0,336 \cdot C_{II} + 23,74] \cdot e^{\left(\frac{P}{208,01}\right)} \quad (10)$$

где  $C_{II}$  – массовое содержание парафина в модельном растворе, % масс.; P равновесное давление насыщения, МПа.

Характер осадконакоплений, состоящих из парафиновых веществ (ПВ) на скважинном оборудовании, зависит от многих факторов, в том числе и от способа эксплуатации.

Недобор нефти из-за осложнений в результате парафиновых отложений значительный, особенно при разработке месторождений нефти с парафинистой (более 1,5% по весу) и высокопарафинистой (более 6 %) нефтью.

Однако, надо отметить, что массовая доля парафинов в нефти не является критерием для определения интенсивности отложений на оборудовании

скважин и в трубопроводах. В ряде случаев даже при высоком содержании парафинов отложения их в НКТ не вызывают серьезных осложнений.

Такие случаи могут быть при значительном содержании в составе нефти ароматических углеводородов и других высокомолекулярных соединений, которые снижают интенсивность кристаллизации парафина непосредственно на поверхности оборудования, удерживают кристаллы парафина в массе нефти [3].

## **1.2 Причины и механизм образования парафиновых отложений**

Интенсивность отложений парафина зависит от множества параметров: режима потока, термобарических условий в скважине, вязкости нефти, газового фактора, шероховатости внутренней поверхности стенки труб, обводненности и других.

Характер, глубина, и интенсивность парафиновых отложений в начальной стадии эксплуатации скважин СШНУ и УЭЦН (до обводненности продукции 15-20%) значительных расхождений не имеют.

При подъёме нефти из забоя скважины до устья с помощью УЭЦН температура и давление сильно изменяются, что оказывает влияние на агрегатное состояние добываемых флюидов и на интенсивность парафиновых отложений и солей (рисунок 3).

В большинстве случаев забойное давление при работе скважин ниже давления насыщения нефти газом. Это значит, что газ начинает выделяться из нефти уже на забое скважины, гораздо глубже приема насоса. При подъёме температура добываемой жидкости постепенно снижается, а выделение газа из нефти усиливает охлаждение жидкости. Может оказаться так, что в интервале приема насоса температура снижается ниже температуры насыщения парафином и парафин начинает кристаллизоваться в интервале или даже ниже приема насоса.

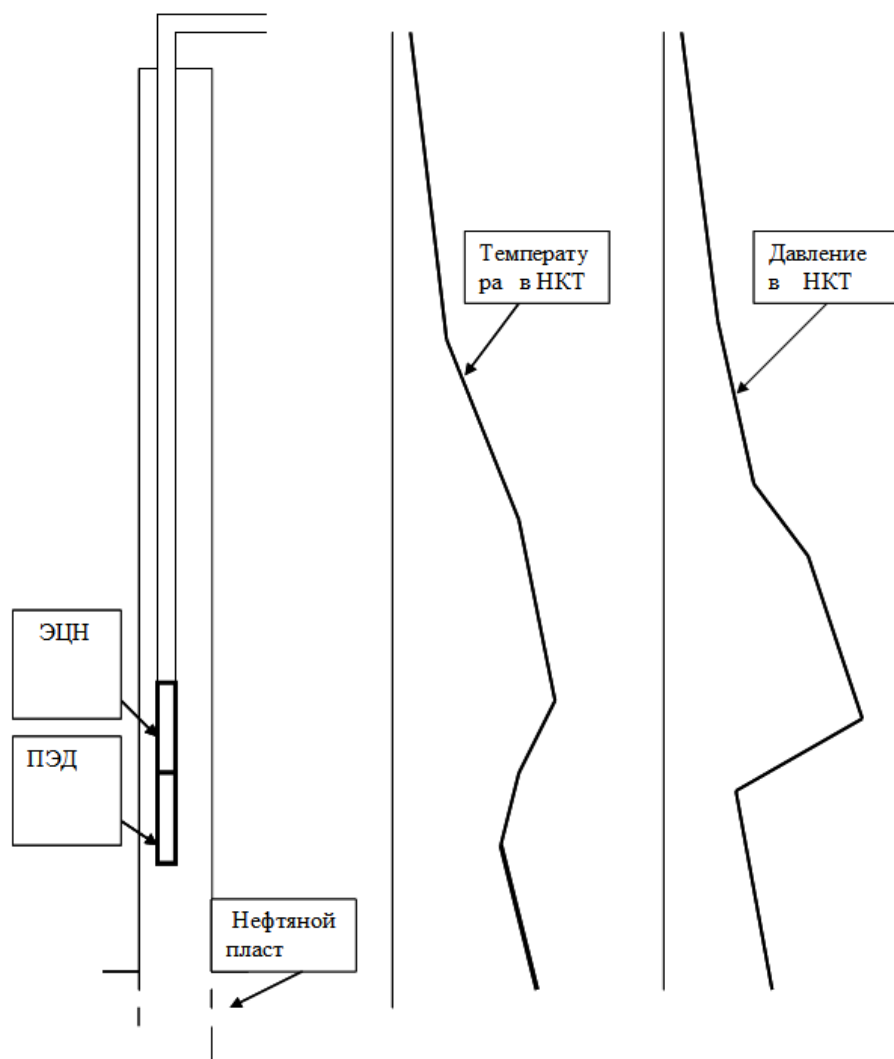


Рисунок 3–Изменение температуры и давления жидкости по стволу скважины до приема насоса, в насосе и в насосно-компрессорных трубах

Тогда почему парафин не откладывается на поверхности эксплуатационной колонны, хотя скважина годами работает в таком режиме? Причина проста: в этом интервале температура пород и эксплуатационной колонны оказывается выше, чем добываемой жидкости.

На рисунке 4 показан характер изменения температуры и давления в скважине до насоса, в насосе и в НКТ от насоса до устья скважины.

Интенсивное снижение температуры в НКТ начинается после достижения давления насыщения, соответственно начинает интенсивно выделяться газ, что сопровождается понижением температуры среды.



В стволе же скважины при низких забойных давлениях на самом деле происходит кристаллизация парафина в интервале работы насоса и в верхней зоне сепарации нефти от газа в затрубном пространстве, где происходит интенсивный массообмен. Отсепарированная от газа с кристаллами парафина нефть с верхней зоны динамического уровня оседают на прием насоса, а свежая газированная нефть занимает ее место. Затрубная нефть сильно газирована, поэтому плотность ее составляет 0,7-0,8 (иногда и меньше) от плотности дегазированной нефти [3].

Когда забойное давление гораздо ниже давления насыщения, а погружение насоса под динамический уровень небольшое (200-250м) вышеописанный процесс массообмена происходит достаточно интенсивно, приемная сетка насоса часто забивается парафиновыми отложениями и солями.



Рисунок 4–Насосно-компрессорные трубы с парафиновыми отложениями  
Интенсивность кристаллизации парафина в основном зависит от температурных факторов. Изменение давления оказывает незначительное влияние на кристаллизацию парафина, поэтому в практических целях влияние давления не учитывается.

Нельзя приравнивать интенсивность кристаллизации парафина в нефти к интенсивности парафиновых отложений. Интенсивность кристаллизации ПВ в потоке может быть очень высоким, а парафиновые отложения на стенках труб минимальными.

Эта закономерность прослеживается при добыче высоковязкой нефти при вязкости нефти в пластовых условиях 100- 150 мПас и более.

Повышение давления в выкидной линии происходит чаще всего из-за образования высоковязкой эмульсии или запарафинования выкидной линии. В любом случае необходимо предусмотреть автоматическое отключение УЭЦН при изменении давления на выкиде скважины выше или ниже предельно допустимых значений [4].

Температура окружающего воздуха на территории промыслов Западной Сибири зимой иногда снижается до  $-50^{\circ}\text{C}$ , в углубленных до одного метра до верха трубы выкидных линиях и в нефтесборной системе температура в зимнее время преимущественно составляет от  $+4$  до  $+6^{\circ}\text{C}$ , в летнее время около  $+8^{\circ}\text{C}$ .

Поэтому существенной разницы в частоте межоперационного периода по очистке трубопроводов в течение года нет. На практике уменьшают межоперационный период по очистке трубопроводов в марте - апреле месяцах на 25-30% из-за интенсивного охлаждения трубопроводов грунтовыми водами.

Исходя из вышеуказанного содержания, одним из основных факторов, способствующих накоплению ПО, является разница температур между дебитом нефти и насыщением парафином, а с повышением температуры прочность осадка увеличивается (рисунок 5) [4].



Рисунок 5—Определение глубины образования парафиновых отложений в скважине графическим методом

Существует интересная гипотеза парафинизации промышленного оборудования газовыми пузырьками. На ее поверхности расстилается прочная адсорбционная пленка, образованная смолистыми веществами нефти. Более того, эти пузырьки обладают свойством флотации, т.е. она способна удерживать взвешенные частицы, что в дальнейшем соприкасаются со стенкой и откладываются на ней.

Парафиновые отложения на поверхности НКТ представляет собой многофакторный процесс, зависящий прежде всего от термобарических условий подъема жидкости, а также от свойств нефти, способа эксплуатации скважины, обводненности продукции и многих других факторов. Некоторые закономерности ПО на НКТ имеют идентичный характер для разных способов эксплуатации, в то же время имеет место некоторые различия в методах и способах борьбы с ПО даже при эксплуатации УЭЦН и СШНУ [5].

Знание закономерностей ПО и определение факторов, обуславливающих интенсивность отложений, имеет большое технико-экономическое значение при эксплуатации месторождения нефти, поскольку разработка методов и способов борьбы с ПО основывается на вышеуказанных знаниях.

Наиболее подробные и многогранные исследования проводили В.П. Тронов, В.В. Девликамов и другие, авторы этой работы не проводили глубокие лабораторные исследования по образованию парафинов в промышленных условиях, однако длительные наблюдения за работой и ремонтом скважин, ознакомления с результатами промысловых наблюдений, позволяют обозначить некоторые практически значимые закономерности интенсивности отложений парафина от конкретных условий [6].

Интенсивность отложений парафина зависит от многих величин, причем зависимость эта в определенных случаях прямая, а в других случаях имеет весьма сложный характер. В целом процесс отложений парафина для конкретного месторождения можно выразить функциональной зависимостью:

$$C = f\left(\frac{V^n \cdot \sigma^k \cdot R \cdot \Delta T}{\mu \cdot b^m}\right) \quad (11)$$

$C$  – интенсивность отложений парафина, кг/м<sup>2</sup> сутки

$V$  – скорость потока, м/сек

$\sigma$  – газовый фактор м<sup>3</sup>/т

$R$  – шероховатость внутренней поверхности трубы, м

$\Delta T$  – разность температур жидкости и стенки НКТ

$\mu$  – вязкость жидкости, Па.с

$b$  – обводненность продукции, доли единицы

При прочих равных условиях интенсивность ПО в НКТ зависит от скорости потока и шероховатости стенок НКТ (рисунок б).

С увеличением скорости потока интенсивность ПО на стенках НКТ растет до определенного экстремального значения ( $C_{\max}$ ). При дальнейшем росте скорости начинается обратное явление: с ростом скорости снижается

интенсивность ПО из-за срыва прилипших к стенке НКТ гранул ПО потоком газожидкостной смеси.

Однако оптимальный способ защиты от ПО в данном случае это применение гладких поверхностей. Как видно из графика, максимальные отложения парафина происходят при стальных НКТ, при внутреннем покрытии НКТ стеклом—отложения практически приближаются к нулю. Отложения происходят только в области стыка труб в муфтовом соединении.

Промежуточное положение занимает покрытие НКТ эмалью или эпоксидной смолой. Такое покрытие снижает межоперационный период по очистке НКТ в несколько раз.

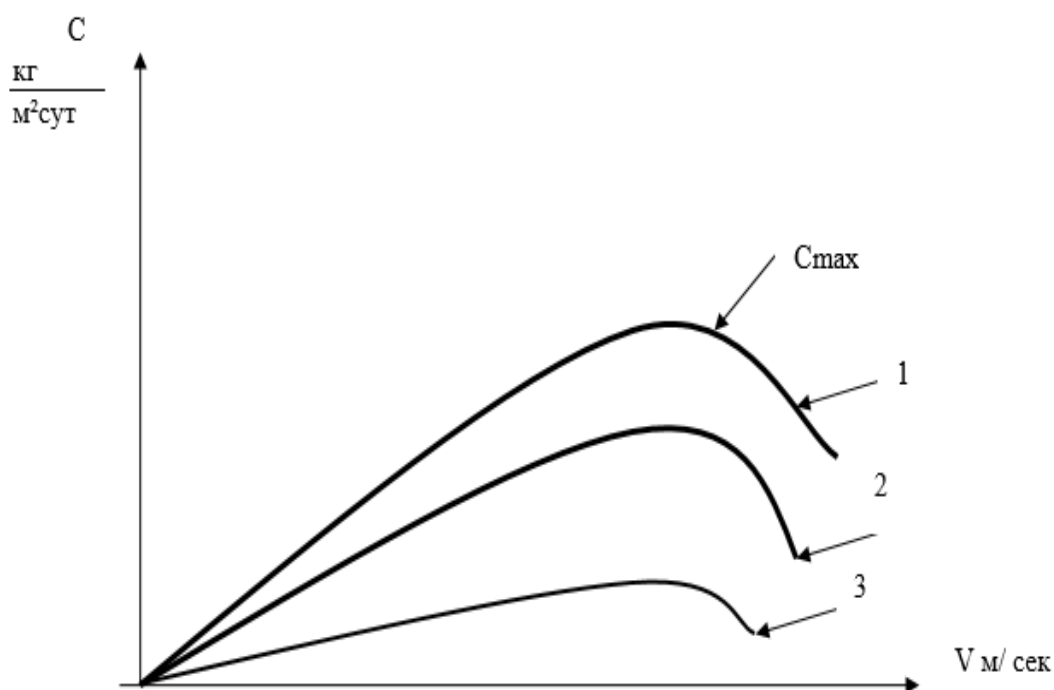


Рисунок 6—Зависимость интенсивности отложений парафина ( $C$ ) от скорости потока ( $V$ ) для различных поверхностей насосно-компрессорных труб:

1. Для стальных НКТ,
2. Для НКТ, покрытых эпоксидной смолой,
3. Для НКТ, покрытых стеклом

Однако в практических условиях это не наблюдается из-за трудностей достижения таких высоких скоростей. Кроме того, если даже мы достигаем таких скоростей срыва ПО потоком, это связано большими энергозатратами из-за значительных потерь напора на единицу длины. На практике, в основном,

происходит процесс ПО, характерный левой части графика. Если мы хотим снизить интенсивность отложений ПО и уменьшить количество операций по очистке НКТ или нефтесборных труб-надо применять трубы большего диаметра.

При одинаковых скоростях потока интенсивность отложений парафина в НКТ зависит от вязкости нефти. Чем вязкость нефти больше, тем меньше откладывается парафин на стенках НКТ [7].

На рисунке 7 показан характер зависимости интенсивности отложений парафина от величины динамической вязкости.

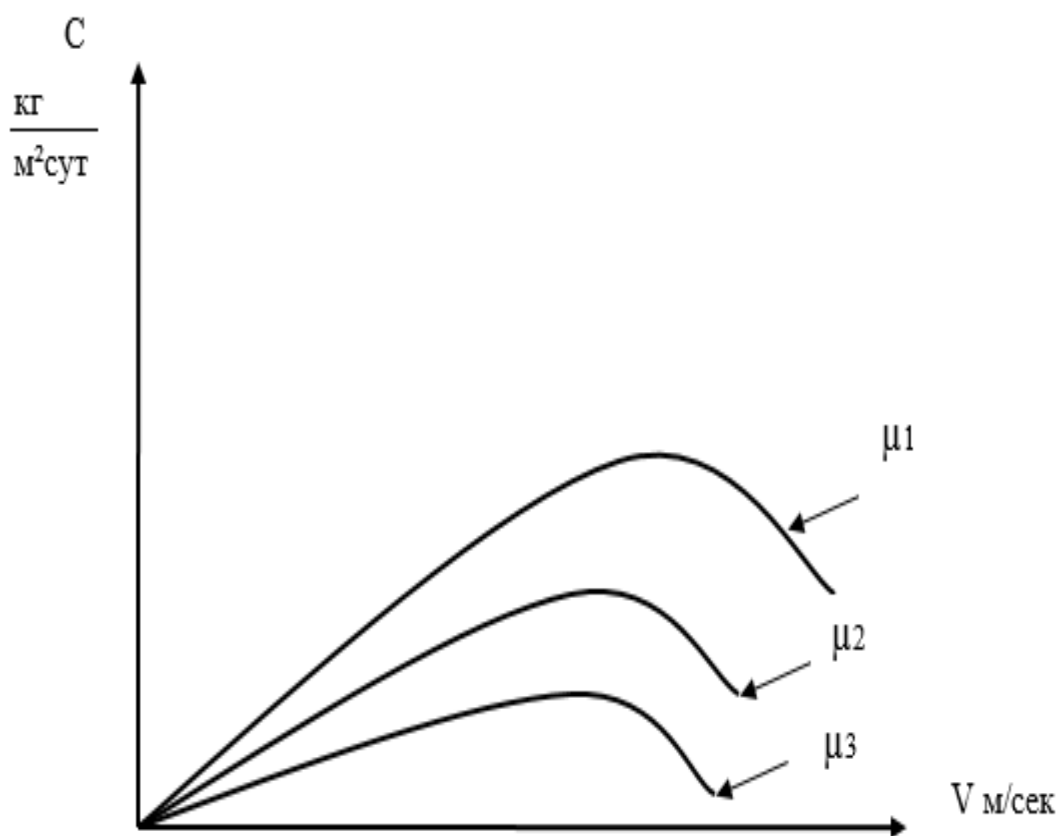


Рисунок 7—Зависимость интенсивности отложений парафина от скорости потока для вязкости нефти  $\mu_1 = 10 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ,  $\mu_2 = 30 \text{ мПа} \cdot \text{с}$ ,  $\mu_3 = 150 \text{ мПа} \cdot \text{с}$

Это не говорит о том, что при больших вязкостях жидкости меньше кристаллизуется парафин.

Интенсивность кристаллизации парафина может быть высокой, однако из-за сильных межмолекулярных связей асфальтенов, смол, парафинов и

церезинов кристаллы твердых веществ в большей части остаются в массе жидкости, а не прилипают к стенкам труб.

Поэтому при добыче вязкой нефти проблемы с отложениями ПО минимальные.

К особенностям формирования отложений парафина необходимо отнести и глубину отложений в НКТ, толщину отложений при различных глубинах. Для девонской нефти глубина отложений парафина достигает до 800 м. и более. Для нефти башкирского горизонта глубина отложений 600м. Во всех случаях, даже в нефтесборных трубах, отложения формируются в строго концентричной форме.

В отдельных случаях скольжение ПО происходит до полного перекрытия сечения трубы.

Углеводородная часть массы в составе ПО в зависимости от глубины отложений, от стадии разработки залежи, от способа эксплуатации скважины, от забойного давления имеет разное количество асфальтенов, смол, парафинов, церезинов.

Эта общепринятая в научной литературе классификация большого практического значения не имеет, однако при подборе растворителей и других методов борьбы с ПО, наличие этих показателей облегчает задачу подбора методов и способов удаления ПО [8].

На рисунке 9 показана толщина отложений ПО в НКТ в зависимости от глубины, начиная от устья скважины. Эпюра составлена по результатам визуального изучения толщины отложений ПО при подъеме НКТ из скважины. Наиболее толстый слой ПО наблюдался в интервале глубин 200-250, а иногда и до 300м.

Однако это не первоначальное формирование отложений, а результат сползания неплотного парафина во время остановок скважины. Косвенным доказательством этого является то факт, когда нормально работавшая станок-качалка при запуске после некоторого времени простоя начинает «резкое движение» из-за зависания штанг при ходе вниз. Это может случиться и из-за

тиксотропных свойств вязкой нефти или эмульсии, но в большинстве случаев зависание происходит из-за парафина.

Если скребок начинать спускать с опозданием от графика, то скребок начинает застревать ниже 100 м от устья.

При этом оператор останавливает скважину, скребок идет вниз на 20-30 метров из-за отсутствия встречного потока жидкости. Через определенное время скребок проходит такое же расстояние без «прокатка». Это происходит из-за сползания вниз неплотного верхнего слоя парафина. После этого оператор поднимает скребок до лубриката и запускает скважину. Если запускать скважину в данном случае без подъема скребка, то обязательно получается подброс скребка с образованием «жучка» из скребковой проволоки [8].

После запуска скважины под напором насоса часть парафина выбрасывается в выкидную линию. Иногда напора насоса не хватает пробивать парафиновую пробку, тогда потребуется обратная промывка скважины при работающем насосе.

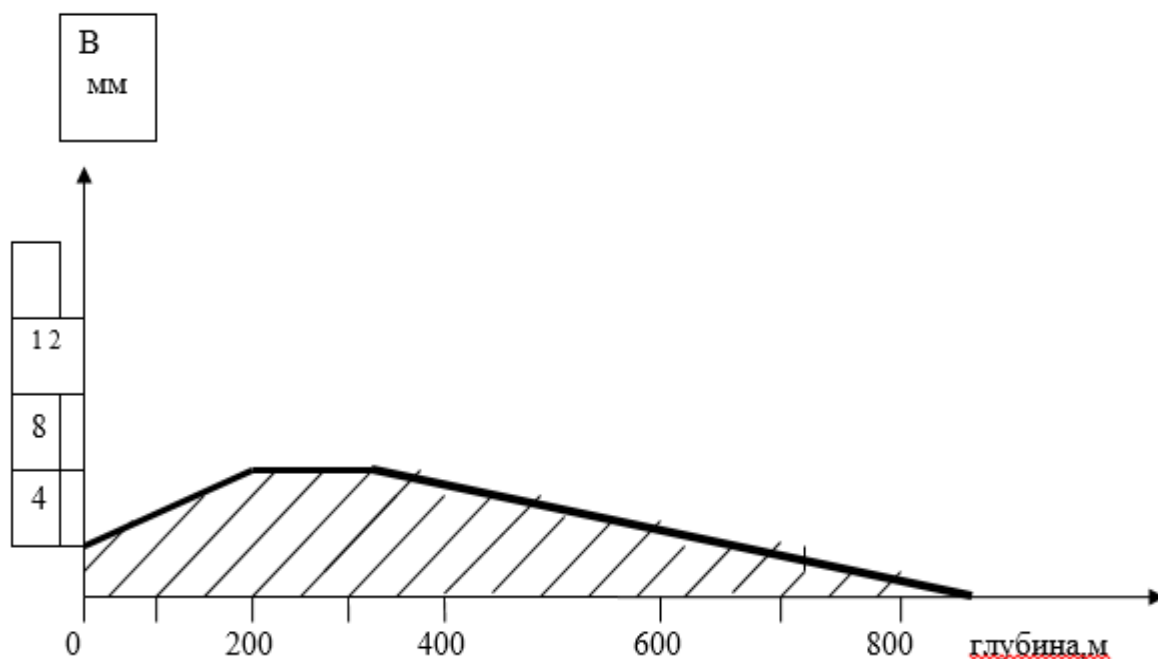


Рисунок 8—Усредненная толщина парафиновых отложений в НКТ в зависимости от глубины



### 1.3 Сущность методов борьбы с парафиноотложениями в различных геологических условиях

Борьба с парафиновыми отложениями имеет два направления, каждое из которых соответствует определенным видам работ (рисунок 9) [10].



Рисунок 9–Классификация методов борьбы с парафиновыми отложениями

Механические методы-это периодическое скребкование или очистка лифта скважины вращающимися фрезами. Это недорогие, но не всегда эффективные методы профилактики. Как правило, эффективность названных методов зависит от ответственности исполнителя (человеческий фактор). Также подобные меры не обеспечивают полной очистки лифта скважины, что приводит в дальнейшем к более интенсивному выпадению твердых частиц на остатках образований после механической обработки. Немаловажно и то, что данные методы не могут исключить отложение парафинов и образование гидратов в межтрубном пространстве скважины.

Тепловые методы-это периодические обработки скважин с ПО горячим носителем. Данный метод требует остановки скважины и привлечения значительного количества единиц техники (АДПМ, АЦ, ППУ). Предотвращение образований проводится путём поддержания температуры нефти выше температуры плавления парафина с помощью электронагревателей

(греющий кабель, электроподогрев), горение термита в призабойной зоне пласта и т.д. Но наиболее распространённым способом борьбы с ПО является промывка скважин горячей нефтью. Данный способ имеет главный недостаток – большие тепловые потери.

Использование труб НКТ со специальным внутренним покрытием, препятствующим отложению парафинов на стенках НКТ скважины. Практика показывает, что эффективность данного метода во многом зависит от состава добываемой жидкости. Широкое распространение метод не получает в связи с высокой стоимостью труб НКТ со специальным покрытием и недолговечностью самого покрытия.

Химические методы подразумевают дозированную подачу ингибиторов, препятствующих образованию и выпадению твердых частиц ПО в потоке жидкости в скважине. Применяются для струйной очистки от ёмкостей, резервуаров; циркуляционной очистки от отложений скважин, трубопроводов; струйной, пароструйной, пароводоструйной, погружной очистки деталей нефтепромыслового оборудования. Данный метод достаточно широко используется, но больше эффективен при образовании отложений на небольших глубинах в скважинах, а также в выходных коллекторах [10].

На рынке предлагаются и другие, менее распространенные методы профилактики образования парафинов и гидратов в скважинах: акустический метод; метод индукционного нагрева; метод электромагнитного воздействия. Данные методы пока не получили широкого распространения из-за высокой стоимости оборудования, сложности технологического процесса, низкой эффективности.

Данные методы решают проблему с отложениями парафина на внутрискважинном и наземном оборудовании. На мой взгляд, на сегодняшний день самым эффективным методом борьбы является тепловой, а именно метод обработки паром ввиду экономии бюджета, меньшего использования техники, и стабильной добычи без больших временных затрат.

## **2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПО БОРЬБЕ С ПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ**

Существует два вида борьбы с ПО, один из которых направлен на их удаление, а другой на предупреждение.

Удаление ПО может происходить с помощью механических, тепловых, химических и микробиологических методов. К механическим методам относится использование скребков различных модификаций, такие методы удаления ПО могут негативно отражаться на полимерном покрытии труб различного назначения.

Тепловые методы также не отличаются большим разнообразием. Как правило, это нагрев паром, горячей нефтью или водой. В некоторых случаях в скважины может происходить закачка растворителей с самым разнообразным химическим составом с применением поверхностноактивных веществ (ПАВ) и без, но это уже все относится к химическим методам. Тепловой метод часто бывает экономически нецелесообразен.

К химическим методам относится использование ингибиторов, модификаторов, депрессаторов и диспергаторов.

Химические методы могут быть связаны с высокими рисками из-за их горючести, высокой стоимости, необходимости закачки больших объемов реагентов. Безусловно, поиск и разработка новых способов защиты и борьбы с ПО продолжает оставаться актуальной проблемой.

В целом, это основные из используемых методов борьбы с ПО в России и за рубежом, но выбор в нефтедобывающих предприятиях падает на те, которые являются не только эффективными и успешно показавшими себя в процессе произведенных экспериментов, но и экономически более целесообразными.

Рассматриваемая технология предусматривает трёхэтапную процедуру реализации технологического процесса. Так, на первом этапе осуществляется промывка скважины горячими растворами моющих средств. Второй и третий этапы предусматривают закачку специальных ПАВ. Это твердый реагент

ТМСРЗ, также концентрированные ПАВ ГФ-1 и комплексный реагент ПОЛИПАВ.

## **2.1 Технологии предупреждения образования парафиновых отложений**

Чтобы достичь благоприятной и безаварийной работы нефтепромыслового оборудования без энергетических и экономических затрат применяют профилактические способы. Предотвращение образования ПО выбираются в зависимости от свойств нефтяного пласта, режима работы скважины. Из-за разнообразия условий месторождения, необходим сугубо индивидуальный подход к решению проблемы. Поэтому при решении вопросов по борьбе с отложениями в первую очередь необходимо рассмотреть возможность применения способов предупреждения ПО [11].

## **2.2 Покрытие внутренней поверхности труб парафиноустойчивыми материалами**

В последнее время ЭЦН начали спускать на стеклопластиковых НКТ для предотвращения коррозии, которые в значительной степени защищают и отложений из-за гладкой поверхности. Ниже в таблице 1 приведены свойства некоторых материалов, характеризующих устойчивость к отложениям ПО.

Эти исследования были проведены в свое время ТатНИПИнефтью.

Таблица 1 - Свойства некоторых парафиноустойчивых материалов

<b>Материал</b>	<b>Тип, марка материала</b>	<b>Тепло-Стойкость °С</b>	<b>Абразивная Стойкость по Моосу</b>	<b>Интегральная гладкость, %</b>	<b>Диэлектрическая проницаемость</b>
Стекло	АБ-1	400	5	100	6,7
Эмаль	3132	220	5	87	7,2
Эпоксидная смола	ЭД-40	80	2	90	4,2

Бакелитовый лак	БЭЛ	80	2	90	4,9
Сталь		1200	5	70	
Алюминий	АМГ	550	3	92	
ХРОМ	покрытие	1600	6	100	
Никель	покрытие	1200	6	98	
Полиэтилен	пленка	85	2	68	2,2
Метилстирол	пленка	80	3	100	2,3
Гидрофобный лак	КО-815	150	3	100	2,6
Оргстекло	листы	85	3	100	3,6

Как видно из таблицы, из применяемых материалов покрытий стекло имеет интегральную гладкость 100 %. Кроме того, поверхность стекла имеет гидрофильные свойства, что является одним из определяющих свойств по устойчивости к парафиновым отложениям. Промысловые испытания показали, что эпоксидная смола, имеющая тоже высокую интегральную гладкость, защищает от отложений ПО в несколько раз хуже покрытия из стекла. В остеклованных НКТ парафин откладывается только в интервале соединительных муфт НКТ, где в стыке между концами НКТ остается расстояние 24-26мм. Там парафин быстро откладывается и увеличивается в сторону потока жидкости в десятки раз. Поэтому при спуске НКТ в середине муфты НКТ устанавливаются кольца их остеклованных НКТ.

Для этого диаметр остеклованной НКТ уменьшают на токарном станке на 4 мм и отрезают кольца высотой 22-23 мм. Потом при спуске НКТ эти кольца вставляют в муфты между стыками труб. При таком спуске НКТ никаких дополнительных работ по удалению ПО не требуется. Для контроля

за чистотой НКТ с интервалом через 10 дней спускают грузик шаблон на установленную глубину.

Несмотря на высокую абразивную стойкость стекла остеклованные НКТ на СШНУ не применяются. Все дело в том, что даже при осторожном обращении с остеклованными трубами, при ПО стекло все же откалывается и попадает в насос. Поэтому перед вводом плунжера в цилиндр насоса и в стадии вхождения плунжера в цилиндр требуется интенсивная промывка, чтобы куски стекла не оставались под плунжером. Кроме того, при остановках скважины, головка балансира должна оставаться в верхнем положении, чтобы не было заклинивания при запуске.

Таким образом, наиболее эффективным материалом покрытия против отложения ПО является гидрофильный и гладкий материал. Кроме стекла такими свойствами обладает хромовое покрытие, однако оно очень дорогое.

На производстве чаще всего применяют эмалевое и эпоксидное покрытия, которые в несколько раз снижают объем работ по депарафинизации скважин. Кроме того, эти покрытия дешевле и технологичнее, чем другие покрытия и одновременно защищают от коррозии труб [12].

### **2.3 Предупреждения парафиновых отложений с помощью ингибиторов**

Оперативный метод оценки эффективности реагентов, предложенный фирмой «Петролайт Корпорейшн» США, предназначен для определения эффективности действия ингибиторов парафиновых отложений (ПО) с целью обоснования целесообразности использования тех или иных реагентов в качестве ингибиторов ПО на конкретном нефтяном месторождении.

Для определения эффективности действия реагентов в качестве ингибиторов ПО проводят следующие испытания.

Испытание на отмыв пленки нефти. С помощью мерного цилиндра в колбу отмеривают 50 мл нефти и 10 мкл (0,02 %) испытываемого реагента.

Колбу закрывают притертой пробкой, и содержимое тщательно перемешивают путем интенсивного встряхивания в течение 3-5 мин. Нефтью, обработанной реагентом, заполняют пробирку и выдерживают 20 мин для образования пленки нефти на поверхности стекла. Затем нефть из пробирки выливают обратно в колбу, а пробирку на 0,5 объема заливают пластовой водой того же месторождения и пополняют ее нефтью с реагентом из колбы. Пробирку плотно закрывают пробкой и переворачивают. Одновременно с этим включают секундомер и производят регистрацию смыва пленки нефти по времени. Отмыв нефтяной пленки в присутствии ингибитора считается отличным, если за 30 секунд отмывается 70-90% поверхности, хорошим если та же поверхность отмывается за 60 секунд, удовлетворительным за 180 секунд и неудовлетворительным - более чем за 180 секунд.

Дисперсия считается отличной, если все имеющиеся в объеме частицы ПО имеют размер 0,1-3 мм, хорошей если размер частиц составляет 0,1-5 мм, удовлетворительней - при размере частиц 1,7-7 мм. Если в объеме есть частицы ПО, имеющие диаметр более 7 мм, результат считается неудовлетворительным.

Налипание ПО определяют по проценту занятой налипами поверхности. Предельные значения при этом следующие: до 5%-результат считается отличным, до 10%-хорошим, до 40%-удовлетворительным, выше 40%-неудовлетворительным.

Замазывание стенок устанавливают по способности реагента предотвращать образование полос на стенках сосуда. Результат считается отличным, если полоса составляет не более 5% поверхности сосуда, хорошим-до 20%, удовлетворительным-до 50%, неудовлетворительным-более 50%. Полученные в ходе испытания результаты выражают в процентах, суммируя которые, получают итоговую эффективность действия реагента.

Хорошими ингибирующими способностями ПО обладает также деэмульгатор диссольван-4411. Подача его в затруб скважины снижала интенсивность ПО в НКТ и в дальнейшем продвижении предохраняла выкидную линию от образования аномально вязких эмульсий.

В 80-годах прошлого века в качестве ингибитора ПО применялись растворы полиакриламида. После ПРС в чистые НКТ периодически через 10-20 дней в затрубное пространство подавали 200-300 литров 0,1% раствора ПАА. Технология позволяла 2 раз увеличивать МРП скважин. Слой ПАА на поверхности НКТ придает поверхности труб гидрофильные свойства, снижает сцепление кристаллов ПО за металл труб.

В качестве средств дозирования подачи ингибитора в затруб или непосредственно на прием насосов с помощью специальных трубочек применяются дозирочные устройства УДЭ, УДС, гидростатического действия УДГ, глубинные дозирочные устройства ДГ.

Глубинные дозаторы (ДГ) применяются с контейнером из НКТ.

Устройство дозирования представляет собой плунжерный насос, состоящий из подвижных и неподвижных частей, действующий за счет циклического изменения длины колонны НКТ при работе штангового насоса. Для регулирования подачи (0,04-0,2 л/час) применяется регулировочный винт, с помощью которого устанавливается длина хода плунжера и фиксируется до спуска НКТ.

Заливка в затрубное пространство скважины свободным потоком выполняется с учетом того, что в затрубном пространстве скважины плотность нефти на 15–20%

ниже, чем дегазированной нефти, и реагент свободно достигает приема насоса. Скорость оседания реагента в затрубной нефти составляет 90-110м/час. Несмотря на это эффективность свободной подачи ингибитора в затруб невысока. Поэтому в начале 2000-ных годов начали применять тоненькие трубки от устья до приема насоса для подачи реагента непосредственно на прием насоса. На рисунке 10. показана схема подачи ингибитора по



индивидуальной трубке. На УЭЦН применяют также полиэтиленовую трубку в качестве четвертой жилы бронированного питающего ПЭД кабеля, что позволяет подавать реагент непосредственно на прием насоса, а при необходимости-даже ниже ПЭД.

Дозировочные насосы могут устанавливаться внутри технологического блока ГЗУ или в отдельном шкафу на территории куста скважин [13].

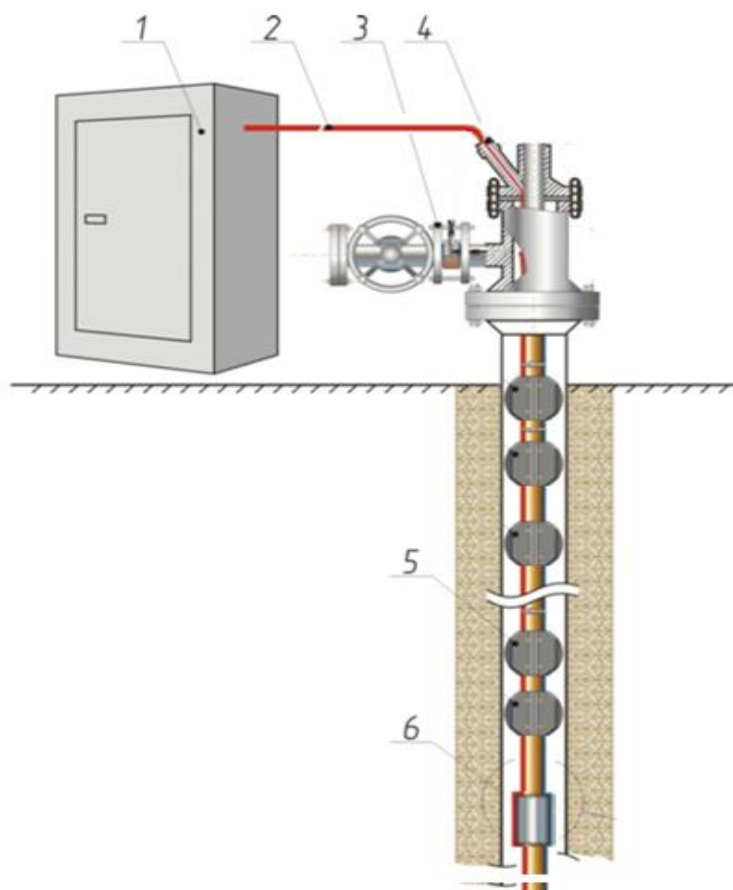


Рисунок 10–Схема подачи ингибитора на прием насоса по индивидуальной трубке:

- 1- Дозирующая установка, 2- Наземный трубопровод, 3- Устройство ввода через боковой отвод фонтанной арматуры типа АФК, 4- Устройство ввода через кабельный ввод фонтанной арматуры типа АФК, 5- Скважинный капиллярный трубопровод, 6- Хомут ЧИМ

Одним из возможных способов химического предупреждения ПО может быть закачка ингибитора в пласт. Последний играет роль естественного дозатора. Закачку ингибитора в чистом виде и или в

растворенном состоянии закачивают обычно при ПРС, однако в случае хорошей приемистости пласта закачивают без выполнения ПРС.

Этот способ в любом случае трудоемок, а эффективность пласта как дозатора не всегда высока.

Для предупреждения ПО в выкидных линиях и в нефтесборной системе ингибитор ПО или комплексный реагент подают в трубу с помощью дозирующего насоса. При этом в точке подачи устанавливается форсунка или смеситель для лучшего перемешивания ингибитора с продукцией скважин. В любом случае в точке подачи ингибитора в трубопровод в обязательном порядке устанавливается обратный клапан во избежание утечек нефти в случае повреждения непрочной трубки подачи ингибитора.

#### **2.4 Технология магнитного индуктора**

Наиболее часто на практике применяются устройства на основе постоянных магнитов, например, так называемые МИОНЫ.

Внедрение в последние годы технологий, основанных на использовании магнитной обработки промышленных сред для решения самых острых проблем, связанных с добычей нефти, настоятельно требует скрупулезного осмысливания и анализа [14].

В качестве справочного материала приводим возможности МИОН.

Постоянные магнитные поля могут быть использованы в следующих технологических процессах:

**1. Предотвращение отложений минеральных солей.** Обработки магнитными полями приводят к многократному росту концентрации коллоидных частиц и многократному снижению их средних размеров.

**2. Снижение коррозионной активности промышленных водных сред** достигается магнитной активацией воды. В результате значительно снижается гидратация слаборастворимых соединений, таких как сероводород, углекислота, ионы которых определяют скорость коррозии внутренней поверхности трубопроводов.

**3. Предотвращение отложений ПО.** Механизм предотвращения отложений следующий.

Анализ работы магнитных устройств, установленных в скважинах, показал, что успешность работы МИОН составляет примерно 50%. Это обусловлено отсутствием научно-обоснованной методики подбора магнитных устройств к конкретным условиям скважины.

Статистический анализ зависимости МОП от дебита нефти, жидкости, плотности воды, обводненности и др. факторов показал, что на эффективность работы МИОН влияет дебит скважины по нефти и обводненность продукции.

Влияние обводненности продукции на МОП представлено на рисунке 11. При низкой обводненности (до 30%) наблюдается снижение МОП по сравнению с МОП до установки МИОН. При обводненности 91-99% эффективность работы МИОН снижается на 17%.

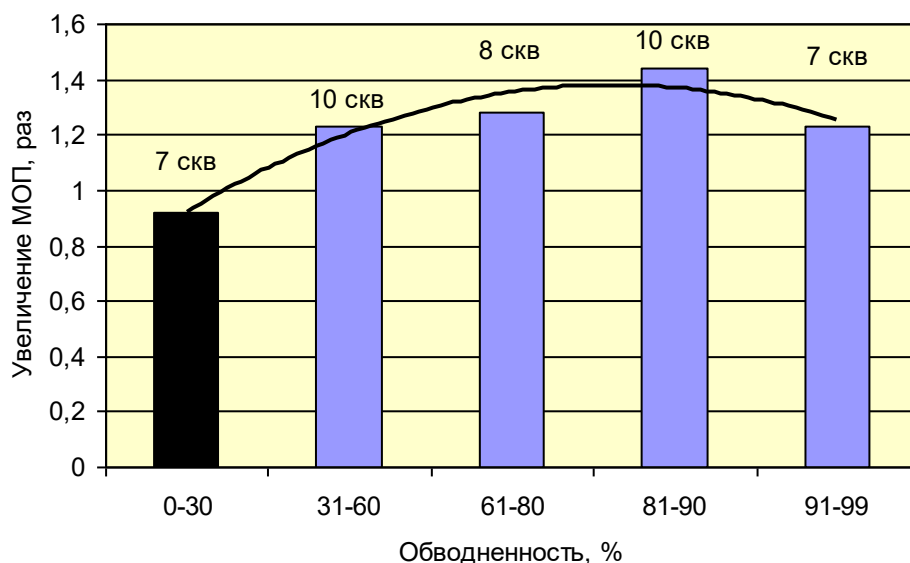


Рисунок 11—Влияние обводненности на межочистный период работы скважины при использовании магнитных индукторов обработки нефти

Инженерный центр «Пилот» разработал резонансно-волновые комплексы «Пилот» (рисунок 12) и другие для предотвращения отложений ПО и солей на скважинном оборудовании.

По данным разработчиков межоперационный период по депарафинизации увеличивается в 2 и более раз. Ниже приводятся данные об оборудовании.

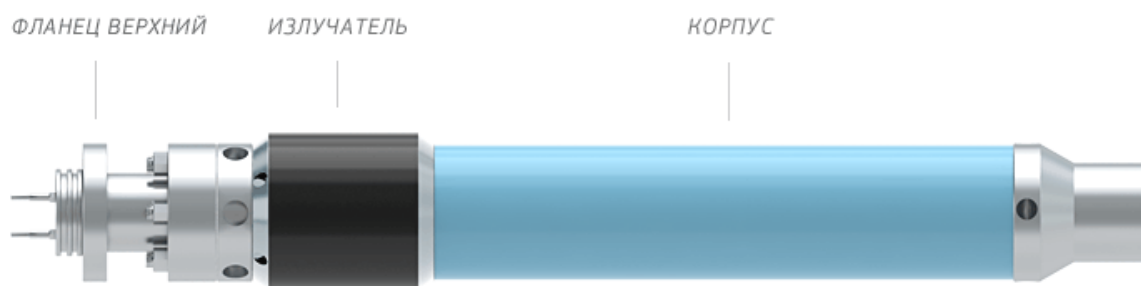


Рисунок 12—Устройство резонансно-волнового комплекса «Пилот-1»

- РВК «Пилот-1» генерирует электромагнитное излучение частотой 50-250 кГц.
- Питание РВК «Пилот-1» осуществляется от статорной обмотки ПЭД с частотой 40-70Гц при напряжении  $24В \pm 15\%$ .
- Максимальная потребляемая мощность РВК «Пилот-1» не более 30 ВА.
- Масса РВК «Пилот-1» без упаковки не более 30 кг.
- Рабочая температура до  $120^{\circ}\text{C}$
- Максимально допустимое давление 40 МПа

Растворы щелочноземельных металлов, парафины, смолы и асфальтены, содержащиеся в пластовом флюиде, поступающие в скважину, могут достичь сверхнасыщенного состояния при изменении термобарических условий, тем самым вызывая образование твердых отложений во внутрискважинном оборудовании.

Электромагнитные поля, создаваемые устройством РВК «Пилот-1», инициируют образование однородных кристаллов в растворе, а не на поверхности металла [14].

## 2.5 Технология горячей обработки

Проблема удаления ПО решается различными методами, однако одним из основных методов борьбы с ПО в скважинном оборудовании был и остается метод промывки скважин горячей нефтью объемом от 18 до 27 м<sup>3</sup> при температуре 95-105<sup>0</sup>С. При горячих промывках нефть используется как:

- теплоноситель;
- растворитель ПО;
- промывочная жидкость.

Для горячей промывки используется звено в составе:

- агрегата депарафинизации скважин АДПМ-12/150;
- двух (или трех) автоцистерн типа АЦ-8,2, АЦ-10, АЦН-12.

Норма времени на непосредственную обработку скважины без учета времени на заправку нефтью и времени на дорогу составляет 2,8-3 час, с учетом всего-3,5-4,5 часа.

Горячая промывка скважин производится в основном СШНУ. При эксплуатации УЭЦН с обводнением продукции до 35% применяются скребки, при обводнении свыше 35% отложения ПО незначительные.

При осложнениях УЭЦН для чистки НКТ применяется горячая промывка нефтью с температурой до 100<sup>0</sup>С, в большинстве случаев применяется промывка растворителем.

В зависимости от глубины отложений ПО расход нефти на горячую обработку составляет от 18 до 30 м<sup>3</sup>. В среднем на одну операцию используется 23,5 т. нефти.

При соблюдении графика промывок в соответствии с установленным межочистным периодом, при глубинах отложений ПО до 600 метров хорошая технологическая эффективность, как правило, достигается.

Недостатки:

1. Невозможность удаления ПО на глубинах ниже 600-700 метров.

Это подтверждается исследованием температурных режимов при прокачке различных объемов горячей нефти в НКТ и на стенке НКТ.

2. Использование значительного количества товарной нефти, которую необходимо снова поднять скважинным насосом, транспортировать на УПН и подготовить до товарной кондиции.

3. На время промывки и откачки закаченной в скважину нефти скважина исключается из процесса добычи нефти из пласта, проходя при этом период выхода на режим (в процессе промывки происходит частичное или полное глушение скважины с задавкой в призабойную зону воды из ствола скважины) [15].

4. Используемая для горячей обработки нефть является пожароопасным веществом.

5. При несоблюдении технологических режимов проведения промывок не исключена возможность проливов нефти и загрязнения территории.

Глубина 300-500 метров указана как интервал расплавления парафина в НКТ. Ниже этого интервала.

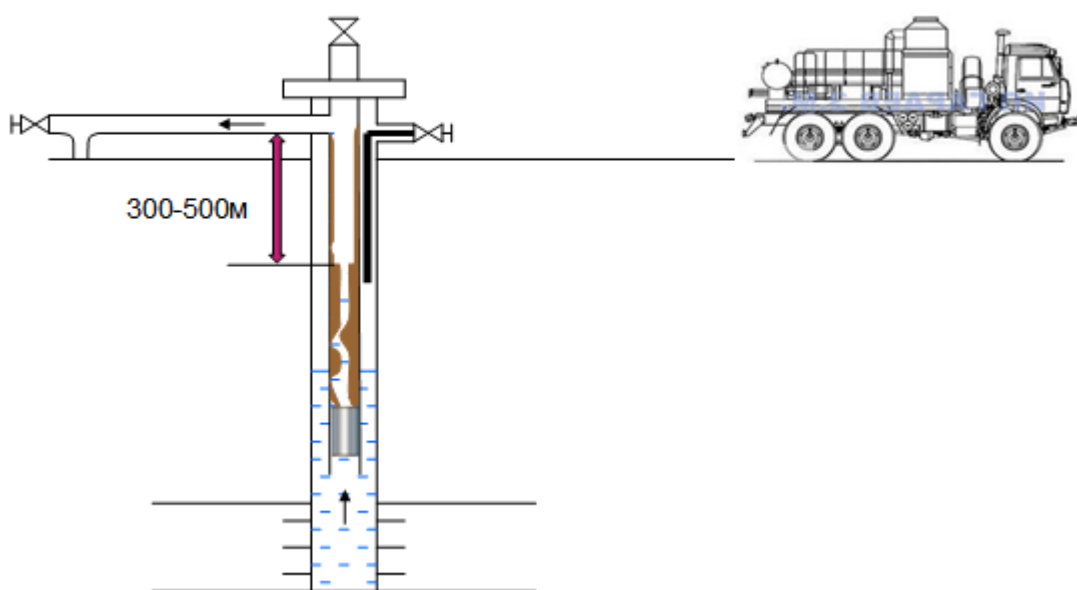


Рисунок 13—Схема горячей обработки с помощью агрегата для депарафинизации

## 2.6 Скребование скважин

При эксплуатации скважин УЭЦН, УЭВН и фонтанным способом насосно-компрессорные трубы очищают специальными скребками (рисунок 14).

Скребки состоят из подвижной 3 и неподвижной 2 пластинок, к которым привариваются ножи 4. Для ускорения спуска и предотвращения подброса скребка потоком к неподвижной пластине прикрепляется грузик 1.

Скребок спускается на серьге 5 и скребковой проволоке 6, которая наматывается на барабан ручной или механической лебедки. Для спуска скребка на устьевой или фонтанной арматуре устанавливается лубрикатор с сальником, через который пропускается проволока.

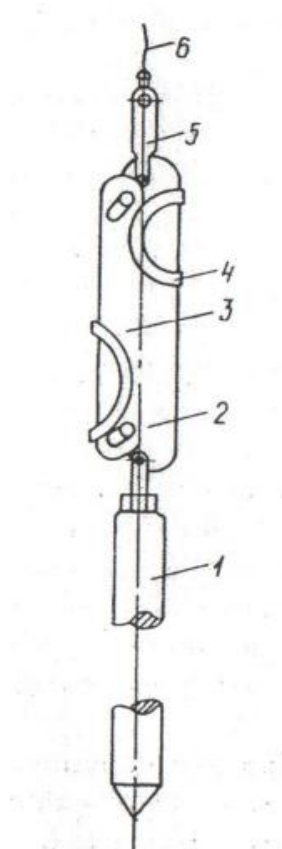


Рисунок 14–Скребок для очистки насосно-компрессорных труб:

- 1- грузик, диаметр 32 длина 1200мм.
- 2-неподвижная пластина, 3- подвижная пластина, 4-ножи, 5-шарнирный стержень для соединения скребка с проволокой. 6-проволока скребковая, диаметр 1,8 мм.

Во избежание заклинивания скребка в НКТ при подземном ремонте трубы шаблонируют.

При спуске скребка сальник на лубрикаторе немного освобождается, при подъеме-зажимается. При незажатом сальнике проволока наматывается на барабан в неочищенном виде, из-за чего загрязняется территория скважины.

Для автоматической очистки НКТ от отложений парафина при помощи скребков Ишимбаевский механический завод выпускал автоматические депарафинизационные установки (АДУ-3) (Рисунок 15) [15].

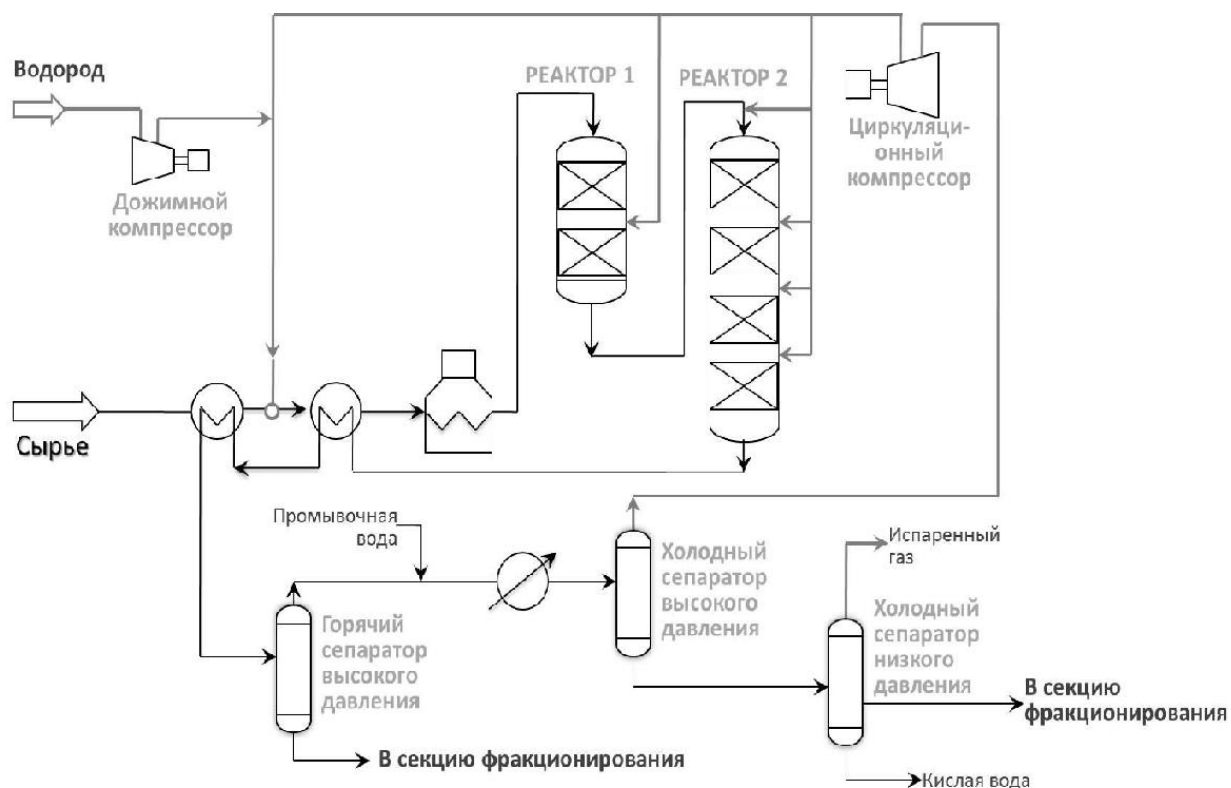


Рисунок 15–Принципиальная технологическая схема установки депарафинизации

Скребковая проволока в основном применяется диаметром 1,6; 1,8 и 2 мм. Не допускается применение погнутой, деформированной, сплюснутой и коррозированной проволоки. Использование некачественной проволоки может привести к обрыву ее при подъеме скребка. Если при спуске скребок идет с остановками во избежание подброса его дебит скважины уменьшают



или останавливают ее до окончания спуска скребка. Подъем скребка производится только при работающей скважине.

Для каждого диаметра труб применяется скребок соответствующего диаметра.

В настоящее время промышленность выпускает установки для депарафинизации скважин УДС -1 (рисунок 16) и УДС-2, которые работают в автоматическом и полуавтоматическом режимах. Станция управления УДС закрыта герметически и защищена от осадков, что позволяет эксплуатировать ее без строительства помещений.



Рисунок 16–Установка для депарафинизации скважин УДС-1

Очистка скважин при помощи скребков осуществляется по графику, составленному инженером-технологом промысла. Мастер и оператор по добыче вносят предложения об изменении периодичности очистки до

составления графика на следующий месяц. Периодичность спуска скребка устанавливается опытным путем.

На этом же принципе основан автоматический летающий скребок (рисунок 17), разработанный УфаНИПИ (БашНИПИнефтью). Летающий скребок опускается в НКТ без проволоки [16].

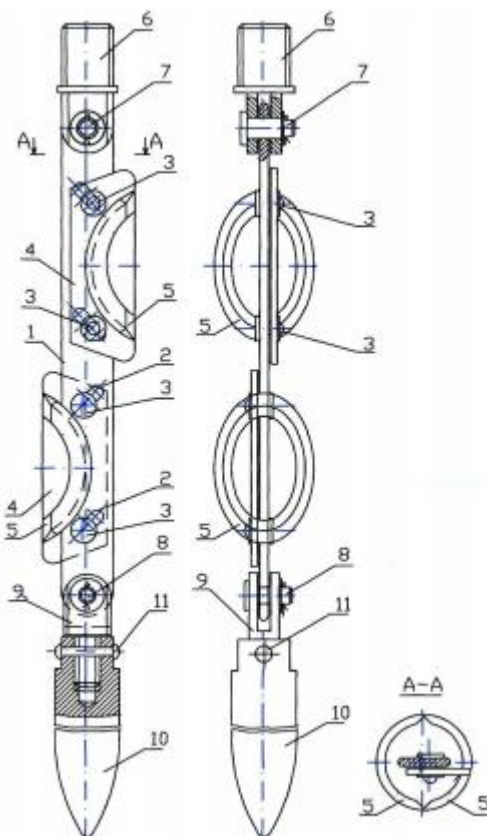


Рисунок 17 – «Летающий» скребок

Ниже отложений парафина в НКТ устанавливается специальное ограничительное кольцо или нижний амортизатор, об который ударяется «летающий» скребок при падении в скважину. При этом раскрываются специальные лепестки, увеличивая сопротивление движению жидкости, и скребок поднимается вверх. Ударяясь о верхний амортизатор, лепестки складываются, и скребок снова, падает вниз.

Для нормальной работы «летающего» скребка требуется тщательная подготовка внутренней поверхности НКТ, устранение выступов, овальности труб, заусенцев в стыках НКТ, которые приводили к застреванию скребков. Это и ограничило применение летающего скребка.

В настоящее время широкое применение на промыслах и на магистральных нефтепроводах для очистки от отложений парафина нашли различного рода скребки, торпеды, резиновые шары и поршни.

Механизм отложения парафина в системе сбора такой же, как и в насосно-компрессорных трубах. Парафиновые отложения в выкидных линиях откладываются преимущественно на начальном участке труб (200-300м). Однако со временем они могут откладываться по всей длине трубы. Если своевременно не принимать меры по очистке, то могут образоваться парафиновые пробки, что, как правило, приводит к порыву нефтепроводов.

Сужение внутреннего сечения труб сопровождается повышением давления в начале трубопровода, возрастают энергетические затраты на перекачку нефти. Повышение давления на выкиде фонтанных, компрессорных и оборудованных ЭЦН скважин приводит к значительному снижению дебита. Поэтому задача нефтепромысловых работников постоянно осуществлять контроль за изменением давления на нефтепроводе и своевременно производить технические операции по очистке последних.

Выкидные линии, нефтесборные коллекторы, напорные и магистральные трубопроводы оборудуются камерами пуска и приема шаров (рисунки 18-20) Частота пуска шаров зависит от физико-химического состава добываемой жидкости, дебита скважины, диаметра труб, газового фактора и т.д.

Перед сдачей нефтепровода в эксплуатацию он должен шаблонироваться путем прогона поршня водой или воздухом. На старых трубопроводах, где ранее очистку труб механическим методом не производили, для пуска очистных устройств сначала производят тепловую обработку или закачивают растворитель. Затем желательнее пускать торпеду, которая более эластична, чем шар, и легко проходит через участки труб с небольшими препятствиями, очищая стенки труб от старых отложений парафина.

В практике имеются также варианты подготовки старых труб к пуску очистных устройств путем пуска ледяных шаров, которые изготавливаются в специальных формах в морозильниках. Ледяной шар необходимо прогнать по трубе с максимальной скоростью во избежание уменьшения его диаметра, поэтому его прогоняют насосными агрегатами путем закачки нефти или пластовой воды. Если имеются вмятины на трубопроводе, то давление на агрегате резко поднимается и закачку временно прекращают. По объему закачиваемой продавочной жидкости определяют место нахождения препятствия. Через определенный интервал времени закачка возобновляется, продавливая уменьшенный в диаметре из-за таяния шар дальше в нефтепровод. Ледяными шарами можно пользоваться при протяженности нефтепровода не более 2-3 км. Имеются также специальные конструкции "ершей" и скребков для очистки нефтепроводов, но они применяются чаще всего на магистральных трубопроводах.



Рисунок 18—Камеры приема шаров на групповой замерной установке



Рисунок 19 - Камера приема шара в напорном трубопроводе (КПШ)

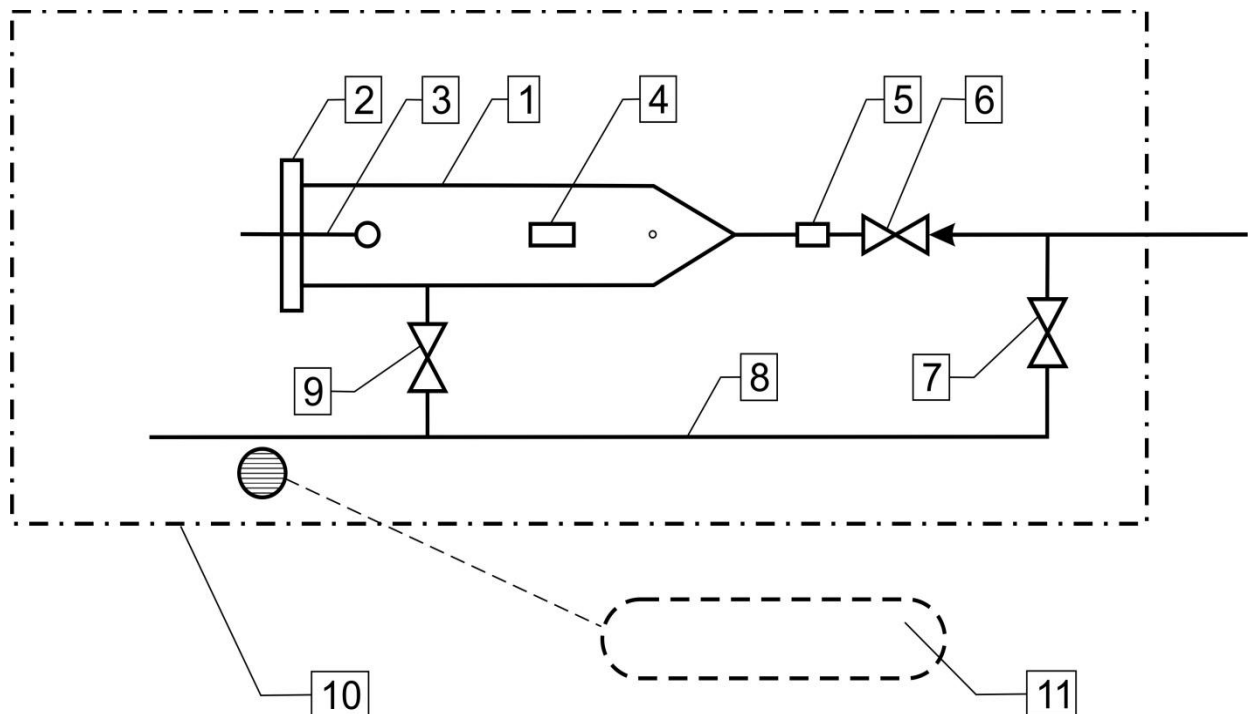


Рисунок 20–Схема камеры приема очистного устройства:

- 1.Корпус камеры. 2-крышка камеры. 3- подъемное устройство крышки. 4-манометр. 5-сигнализатор приема очистного устройства. 6-фронтальная приемная задвижка. 7-байпасная задвижка для постоянной работы нефтепровода. 8-байпасная линия.9-секущая задвижка. 10-бордюр бетонированной площадки. 11-канализационная емкость.

На схеме не показана система видеонаблюдения, поскольку видеокамеры устанавливаются не на всех объектах. Кроме того, внутри камеры приема очистного устройства устанавливается металлическая

корзина-цилиндр с размером ячеек 100x100мм для диаметра очистного устройства 200мм и более. Корзина нужна для удобства извлечения очистного устройства из камеры. Кроме того, корзина не позволяет очистному устройству (шар, торпеда) перекрывать боковое отверстие камеры, отводящее нефть из камеры в приемные резервуары.

Проектные организации не всегда предусматривают комплексные методы очистки нефтесборных трубопроводов, ограничиваясь только горячими или тепловыми обработками от ПО. Надо отметить, что наиболее рациональным способом очистки нефтепроводов является пропуск очистных устройств-шаров, торпед и других, в связи с чем при проектировании трубопроводов предлагается предусмотреть возможность пропуска очистных устройств в выкидных линиях длиной более 200м и во всех нефтесборных сетях, напорных и магистральных трубопроводах.

На рисунке 21. приведены различные виды очистных устройств, применяемых [17].

для очистки нефтепроводов разных диаметров от ПО. Регулярный пропуск очистных устройств позволяет сохранить первоначальную пропускную способность трубопровода и избежать лишних затрат электроэнергии для перекачки нефти.

Для выкидных линий и нефтесборных коллекторов диаметром 114-168мм преимущественно применяются торпеды и шары. При этом радиусы кривых вставок допускаются менее пяти диаметров труб.

Для магистральных трубопроводов, где предусматриваются пропуски диагностических снарядов, применяются только пологогнутые отводы и полнопроходные запорные устройства. По ним пропускаются, как правило, манжетные очистные устройства.

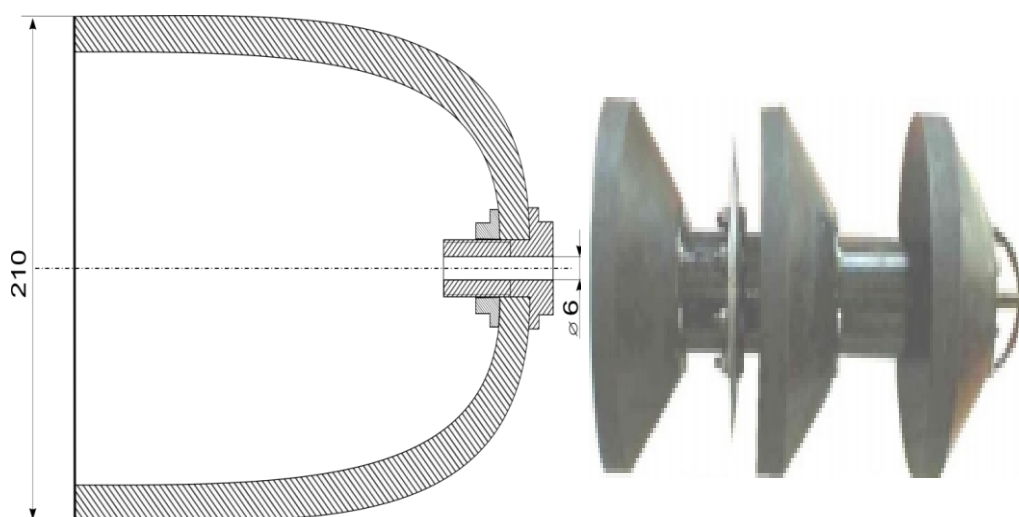


Рисунок 21–Резиновая торпеда со штуцером на головке диаметром 6 мм

На трубопроводах, где при пусках торпед часто наблюдается застревание торпеды из-за образования парафиновых пробок, применяют торпеды со штуцером на головке диаметром 6-8мм. Это в какой-то степени предохраняет образование глухой парафиновой пробки перед торпедой.

При застревании торпеды наличие штуцера способствует гидромониторному размыванию парафиновой пробки и ликвидации осложнения.

Однако наличие данной технологии не говорит о возможности увеличения межочистного периода трубопровода.

## **2.7 Удаление парафиновых отложений из насосно-компрессорных труб с помощью электропрогрева**

За последние годы специализированными организациями разработаны самые различные способы электропрогрева скважин и скважинного оборудования. Причем электропрогрев применяется нагревательными кабелями, нагревательными элементами трубного типа на грузонесущих нагревательных кабелях, высокочастотными электромагнитными полями и другими способами. Ниже предлагается варианты разработок нагревательных систем Ставропольского радиозавода «Сигнал», применяемые и для предупреждения, и для удаления ПО.

Рекламно–эксплуатационная характеристика разработок приводится ниже без существенного изменения заводского документа.

### **Кабели нагревательные марки КГн**

Кабели грузонесущие нагревательные (КГн) предназначены для электрообогрева нефтяных скважин оборудованных ЭЦН, нагнетательных, фонтанных скважин путем спуска непосредственно в НКТ, в поток добываемой жидкости с целью предотвращения образования твердых фракций ПО.

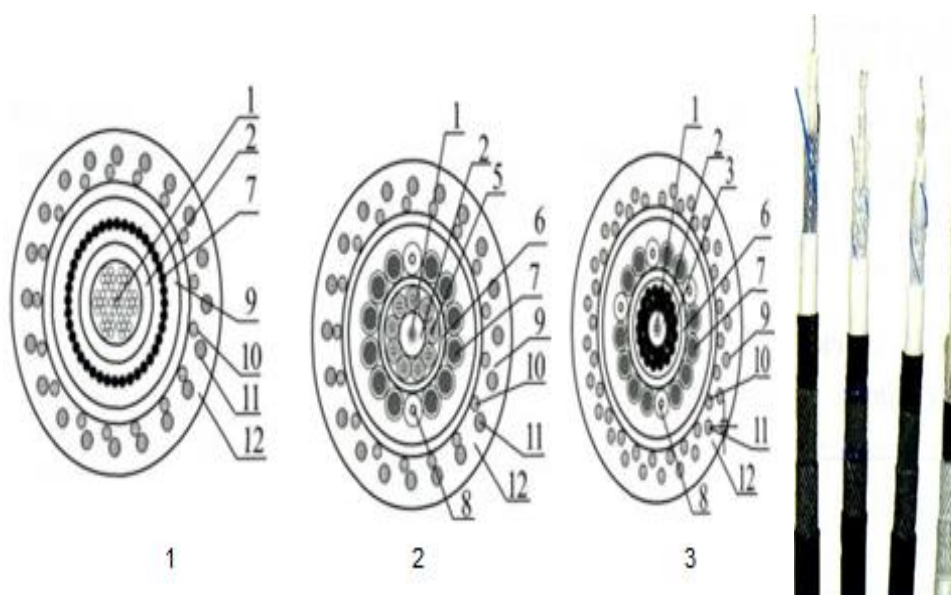


Рисунок 22–варианты разработок нагревательных систем:

1- КГнМ-1К16/8-50-90-Оа, 2- КГнМПТ-12/2х2,0-55-100-Оа, 3-  
КГнАП14/4х2,0-60-100-Оа

Монтаж и расстановка оборудования установки прогрева скважин УПС (рисунки 23–25), относительно устья скважины, аналогичен расстановке оборудования УЭЦН. При размещении оборудования необходимо соблюдать требования следующих нормативных документов: «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах», «Правила устройства электроустановок» [17].





Рисунок 23–Расстановка наземного оборудования установки прогрева скважин

В состав установки прогрева скважин УПС входят функционально законченные узлы:

1. Станция управления прогревом.
2. Шкаф подключения.
3. Термодатчик для термокармана.
4. Термодатчик для измерения температуры на поверхности нагревательного кабеля.
5. Замки.
6. Грузонесущий нагревательный кабель марки КГн.

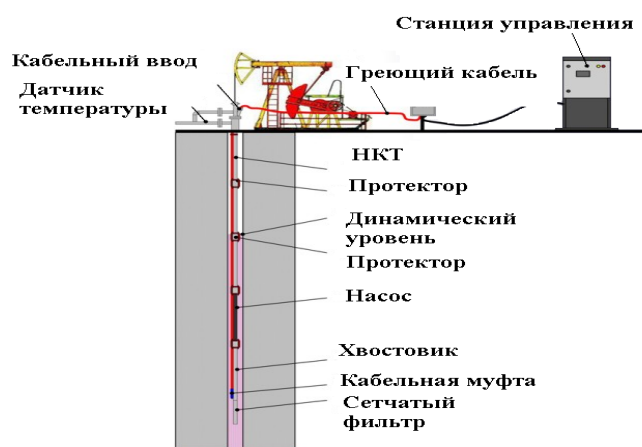


Рисунок 24–Рекомендуемая схема размещения оборудования установки прогрева скважин



Рисунок 25 – Агрегат спуска и подъема АСП-50

Для спуска и подъема всех типов нагревательных кабелей специалистами ОАО «Ставропольский радиозавод «Сигнал» разработан автономный агрегат спуска и подъема АСП-50, с габаритными размерами 2700х2000х1938 мм, весом 2900 кг, питающее напряжение 380 В частота 50 Гц.

### 3 ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ, ОСЛОЖНЕННЫХ ПАРАФИНООБРАЗОВАНИЕМ

Специалистами была создана термоэлектрическая установка Warm Stream-1 VP, предназначена для термического воздействия на флюид с целью снижения его вязкости, предупреждения ПО и гидратообразований по стволу нефтедобывающих скважин, а также замерзания воды в артезианских и нагнетательных скважинах.

Данная установка делится на 3 типа:

- Warm Stream-1 VP индукционного типа;
- Warm Stream-1 VP с размещением кабеля снаружи трубы НКТ;
- Warm Stream-1 VP с размещением кабеля внутри трубы НКТ.

Изобретение относится к области электротермии и используется для поддержания температуры потока жидкости в трубопроводах, а также для защиты от замораживания транспортируемой жидкости в трубопроводах и разогрева потока до необходимой заданной температуры [18].

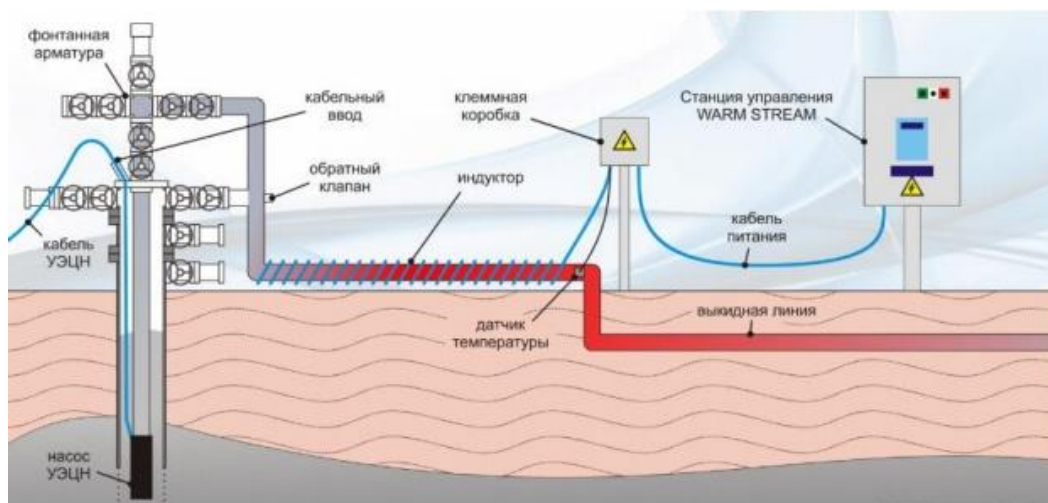


Рисунок 26–Термоэлектрическая установка Warm Stream-1 VP индукционного типа

Принцип работы заключается в передаче электромагнитной энергии от источника энергии к нагреваемому объекту без контакта между ними (например, индуктор, уложенный на металлическую стенку трубопровода

через теплоизолирующий слой). Источником энергии является полупроводниковый преобразователь частоты, формирующий в индукторе импульсы тока заданной мощности. Вследствие электромагнитной индукции в нагреваемом объекте возникают вихревые токи, которые и вызывают нагрев металла.

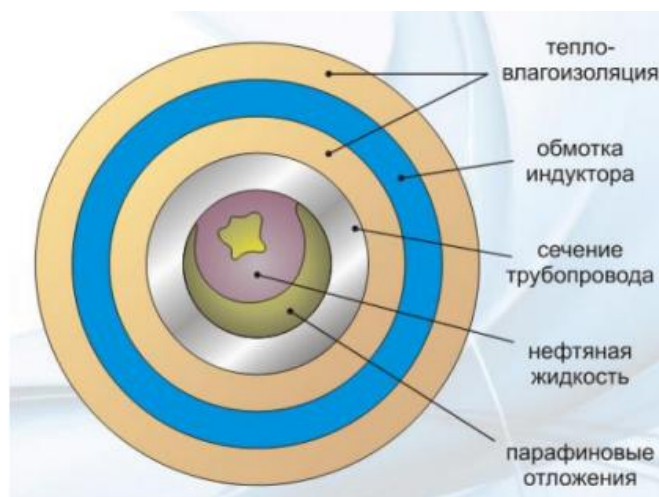


Рисунок 27–Схема Warm Stream-1 VP индукционного типа в разрезе

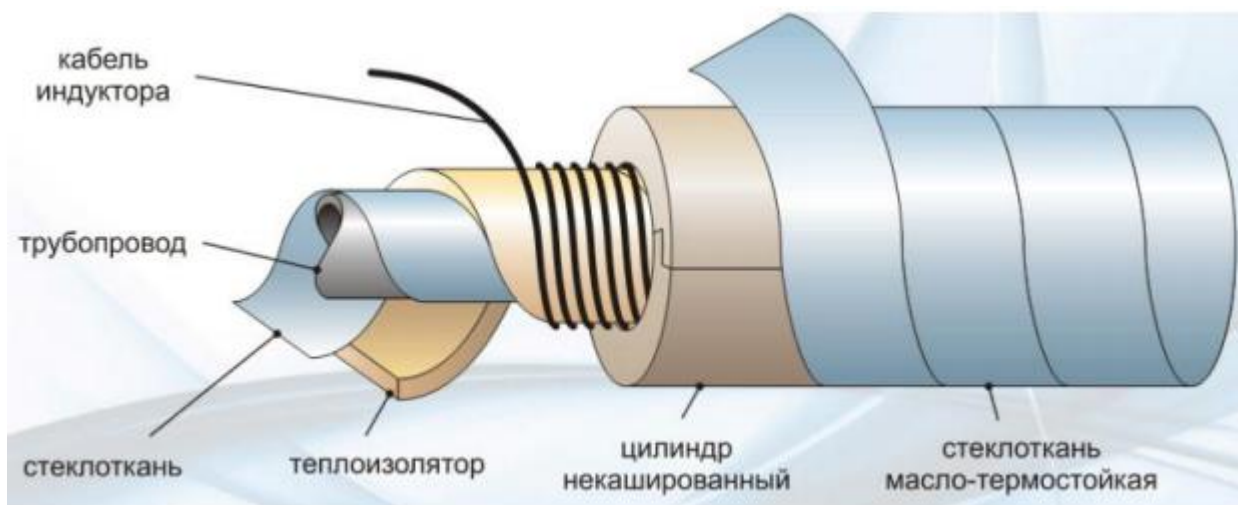


Рисунок 28–Структурная схема индуктора

К преимуществам термоэлектрической установки можно отнести:

- быстрота нагрева;
- низкие энергозатраты;
- автоматическое управление процессом нагрева;
- возможность бесконтактной передачи энергии нагреваемому объекту

позволяет применять нагрев в пожароопасных и взрывоопасных зонах.

За годы работ исследования доказали, что эффективным способом борьбы с парафиновыми отложениями в скважинах является использование установки прогрева скважин с применением греющего кабеля для скважины. Применение термоэлектрической установки Warm Stream-1 VPc размещением кабеля снаружи трубы НКТ позволяет полностью отказаться от таких установок для депарафинизации скважин как скребки, от дополнительных методов борьбы с парафином, как обработка горячей нефтью и закачка химических реагентов [19].

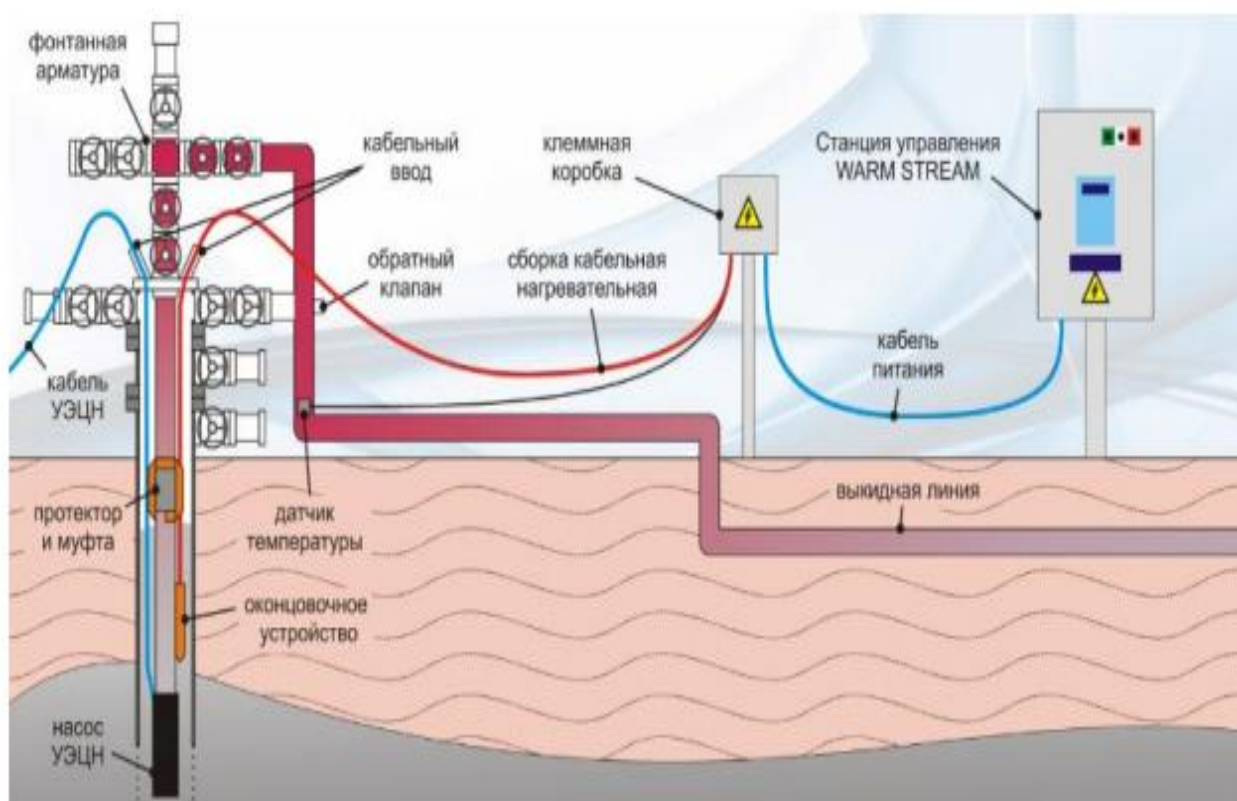


Рисунок 29–Термоэлектрическая установка Warm Stream-1 VPc размещением кабеля снаружи насосно-компрессорных труб

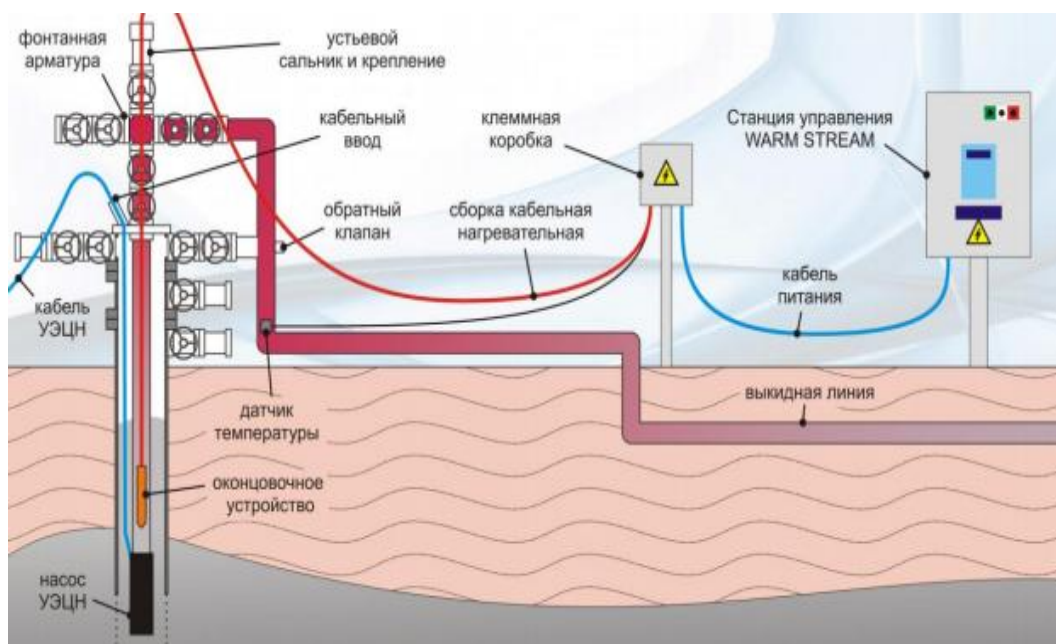


Рисунок 30–Термоэлектрическая установка Warm Stream-1 VPc размещением кабеля внутри насосно-компрессорных труб

Принцип работы установок для подземного прогрева скважин основан на автоматическом управляемом нагреве греющего кабеля, помещенного во внутреннюю полость НКТ до температур, обеспечивающих предотвращение выпадения ПО, плавление ПО или их полное удаление. Предотвращается дальнейшее образования в процессе добычи нефти.



Рисунок 31–Схема Warm Stream-1 VP с размещением кабеля снаружи насосно-компрессорных труб в разрезе



Рисунок 32–Схема Warm Stream-1 VP с размещением кабеля внутри насосно-компрессорных труб в разрезе



Рисунок 33–План–шайба с двумя кабельными вводами

Преимущества термоэлектрических установок Warm Stream-1 VP с размещением кабеля снаружи и внутри трубы НКТ:

- быстрая окупаемость;
- увеличение межочистного (МОП) и межремонтного (МРП) периода скважины;
- непрерывный прогрев скважины по интервалу отложений;

- отказ от аналогичных методов борьбы с парафином;
- монтаж греющего кабеля в скважину производится совместно с бригадой КРС;
- прогрев транспортируемой жидкости из скважины и в скважину;
- снижение нагрузки на погружные насосы, и насосы для добычи нефти.



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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В2	Мамедов Вугар Мехман оглы

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 680 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 60 000 руб.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 4 баллов из 5 Районный коэффициент – 1,5 Надбавка за вахтовый метод работы - 16%</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Налог на прибыль 20%</i>

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

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Технико-экономическое обоснование проекта; SWOT-анализ.</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Разработка плана проведения работ; Формирование бюджета проведения работ.</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение экономической эффективности</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

*Матрица SWOT  
График проведения работ*

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6В2	Мамедов Вугар Мехман оглы		

#### **4.1 Предпроектный анализ**

#### **4.2 Технико – экономическое обоснование проекта**

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.

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.

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

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность исследования,

представленного в рамках исследовательской программы. В проводимом исследовании был выбран химический метод борьбы с парафинообразованием, так как данный метод более популярный ввиду низкой стоимости и простоты выполнения операций относительно других методов.

#### 4.3 SWOT – анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Матрица SWOT

	<b>Сильные стороны химических методов борьбы (С)</b>	<b>Слабые стороны химических методов борьбы (Сл)</b>
<b>Возможности (В)</b>	-Совершенствование состава химических реагентов и комплексное использование -Уменьшение простоя скважины, связанным с ремонтными работами -Совершенствование технологий по удалению ПО	-Совмещение с процессами защиты оборудования от коррозии, солеотложений и т.д.
<b>Угрозы (У)</b>	-правильный выбор химического реагента; - проведение исследования со стороны предприятия;	-Аварии и выход из строя оборудования

Построим интерактивную матрицу проекта, которая показывает взаимосвязь областей матрицы SWOT и объединение их в комбинации,

дающие положительное (+) или отрицательное (-) соответствие сильных сторон возможностям. Знак «0» ставится при невозможности оценивания соответствия областей. (Таблица 3).

Таблица 3 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	+	+	+
	B2	+	0	-	+
	B3	+	+	+	-
	B4	-	+	-	+

Проанализировав интерактивную матрицу проекта, можно выявить корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C1C2C3C4, B2C1C4, B3C1C2C3, B4C2C4. Построим интерактивную матрицу возможностей и слабых сторон проекта. (Таблица 4).

Таблица 4 – Интерактивная матрица проекта

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	+	-	-	+
	B2	-	+	+	-
	B3	-	+	-	-
	B4	+	-	-	+

Выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта на основе интерактивной матрицы (2): B1Сл1Сл4, B2Сл2Сл3, B3Сл2, B4Сл1Сл4. Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта представлена в таблица 5.

Таблица 5 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	+	+
	У2	+	+	-	-
	У3	+	-	-	+

При анализе интерактивной матрицы (3) были выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3С4, У2С1С2, У3С1С4.

Проект СПКУ для борьбы с парафиновыми отложениями имеет высокую актуальность, так как показывает хорошую эффективность применения в реальных условиях на месторождениях Западной Сибири.

#### **4.4 Формирование плана и бюджета проектной работы**

Проект применения химических методов борьбы с парафиновыми отложениями имеет высокую актуальность, так как показывает хорошую эффективность применения в реальных условиях на месторождениях Западной Сибири. Своевременное финансирование проекта позволит усовершенствовать имеющиеся технологии по закачке химических реагентов, а также создать новые комплексные химические ингибиторы ПО и свести риски возникновения аварий до минимума. Высокие затраты на восстановление технологического процесса в случае аварии могут являться следствием неправильного выбора химического реагента.

Предлагаемое мероприятие заключается в периодической (1 раз в 15 суток) обработке скважины нефтяным раствором ингибитора парафиноотложения, с предварительной очисткой НКТ от ПО. Для осуществления технологической операции проводятся подготовительные работы по установке оборудования. Затем проводится закачка химического реагента в скважину и заключительные работы.

При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения.

Расчет сметы затрат на закачку производится по следующим статьям:

- Затраты на приобретение оборудования СПКУ.
- Затраты на приобретение химических реагентов.

- Затраты на обслуживание оборудования СПКУ.
- Общие затраты на ремонт скважинного оборудования.

Специальное погружное кабельное устройство (СПКУ) для дозирования химических реагентов по капиллярному кабелю показывает эффективность как при эксплуатации скважин с ШГН, так и при использовании ЭЦН. Стоимость СПКУ 450 000 рублей. Затраты на монтаж оборудования равны 50 000 рублей.

Годовая норма амортизации получается равна 20 %.

Мероприятие проводит одна бригада капитального ремонта, в которую входят один бурильщик 6 разряда и два помощника 5 разряда. Внутренним трудовым распорядком рабочего дня в организации определяется продолжительность рабочей смены 11 часов. Календарный план – графическое представление выполненных работ. Диаграмма Ганта позволяет отобразить календарный план. На данной диаграмме представлены этапы работ и период их выполнения. Каждый месяц разделен на декады. Суммарное количество рабочих дней бурильщика составляет 30, суммарное количество рабочих дней помощников составляет 14.

Заработная плата бригады определяется исходя из тарифных ставок работников, коэффициентов премирования и территориального коэффициента по времени на проведение ГТМ. За вахтовый метод работы добавляется процентная надбавка в 16%.

Таблица 6 – Календарный план-график проведения исследовательской работы

Вид работ	Исполнитель и	Т <sub>ик</sub> , кал. дней	Продолжительность выполнения работ																		
			месяц																		
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14					
Внедрения СПКУ	Оператор ДНГ	5,  14	▨																		

▨ - Оператор ДНГ 5 разряда;

■ два оператор ДНГ 4 разряда.

Множество месторождений Западной Сибири находятся в Ханты-Мансийском автономном округе, районный коэффициент к заработной плате составляет в округе 50 - 70%. Также выплачивается ежемесячная премия в размере 30%. Расчет заработной платы представлен в таблице 7.

Таблица 7 – Расчёт заработной платы

Должность	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Премия	Районный коэффициент, руб.	Надбавка за вахтовый метод работы, руб.	Заработная плата с учетом надбавок, руб.	Заработная плата за период внедрения, руб.
Оператор ДНГ 5 разряда	98,24	8	29,47	49,12	15,72	1540,4	7702
Оператор ДНГ 4 разряда	71,18	8	21,35	35,59	11,39	2232.2	31250.8
Итого						3772.6	38952.8

Отчисления во внебюджетные фонды составляет 30,4%

$$N_z = \text{ФОТр} * P_z / 100, \text{ руб (4.1)}$$

$$N_z = 38952.8 * 30,4 / 100 = 11841.6 \text{ руб}$$

Таблица 8 – Бюджет проектной работы для внедрения СПКУ

Показатель	Значение
Затраты на приобретение оборудования СПКУ, руб	450 000
Затраты на монтаж оборудования, руб.	50 000
Затраты на обслуживание, руб.	18 000
Всего затрат на оборудования, руб.	518 000
Годовая норма амортизации, %	20
амортизации за год, руб	103600
Затраты на оплату труда, руб	38952.8
Отчисления во внебюджетные фонды, руб	11841.6
Всего затрат на внедрение и обслуживания СПКУ	672394.4

#### 4.5 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности проекта

Для предотвращения парафиновых отложений и гарантированного достижения межремонтного периода не менее одного года, в скважинах планируется спустить капиллярную систему для подачи химических реагентов в различные интервалы скважины. В комплект оборудования входит дозировочная установка компании с устройством подогрева капиллярного трубопровода, устьевой ввод, скважинный капиллярный трубопровод, армированный полипропиленовый, центраторы на НКТ, узел подвески трубопровода на насосе, груз распылитель с обратным клапаном. По насосу и ПЭД проложен капиллярный термостойкий трубопровод.

Таблица 9 – Исходные данные к расчету экономической эффективности

Показатель	Значение до мероприятия	Значение после мероприятия
Дебит по нефти, м <sup>3</sup> /сут.	21	25
Ремонтов за скользящий год	8	1
Средняя продолжительность ремонта, час	48	48
Стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час	2700	2700
Средняя стоимость ремонта насоса от солеотложений руб./ед.	225 000	225 000
Отпускная стоимость нефти, доллар/баррель	65	65
USD ЦБ	72,53	72,53

Годовые эксплуатационные затраты будут складываться из затрат на ремонт скважины, на ремонт погружного оборудования и на внедрение комплекта оборудования:

$$Z_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} * t_{\text{рем}} * S_{\text{рем прс}} \quad (4.2)$$

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

Общие затраты на ремонт скважинного оборудования:

$$Z_{\text{рем общ}} = N_{\text{рем}} * S_{\text{рем общ}}$$

где  $S_{\text{рем общ}}$  – средняя стоимость скважинного оборудования, руб./ед;

Годовые затраты на внедрение, приобретение и обслуживание комплекта оборудования за год:

$$Z_{\text{техн}} = C_{\text{технол.}} * Z_{\text{монтаж.}} * Z_{\text{хим}} * Z_{\text{элект.}} * Z_{\text{обсл.год}} \quad (4.3)$$



где  $C_{\text{технол.}}$  – затраты необходимые для приобретения комплекта оборудования, руб;

$Z_{\text{монтаж}}$  – затраты на монтаж оборудования, руб;

$Z_{\text{хим.}}$  – затраты на приобретение химического реагента, руб;

$Z_{\text{элект.}}$  – затраты за электроэнергию в год, руб;

$Z_{\text{обсл.год}}$  – затраты на техническое обслуживание и ремонт, руб.

Годовые затраты на приобретение химического реагента:

$$Z_{\text{хим.}} = V_{\text{доз.}} * T_{\text{доз.}} * C_{\text{хим.реагента}} \quad (4.4)$$

где  $V_{\text{доз.}}$  – объем дозирования химического реагента, т/сут;

$T_{\text{доз.}}$  – время дозирования химического реагента в год, сут;

$C_{\text{хим.реагента}}$  – стоимость химического реагента, руб/т.

Годовые затраты на обслуживание и ремонт комплекта оборудования:

$$Z_{\text{обсл.год}} = Z_{\text{обсл.}} * T_{\text{обсл.}} \quad (4.5)$$

где  $Z_{\text{обсл.}}$  – затраты на обслуживание и ремонт, руб/час;

$T_{\text{обсл.}}$  – время обслуживания и ремонта за год эксплуатации, час

Годовые затраты на электроэнергию:

$$Z_{\text{электр}} = N * C_{\text{эн.}} * T_{\text{раб.устан}} \quad (4.6)$$

где  $N$  – потребляемая электроэнергия дозирующим насосом, кВт\*ч;

$C_{\text{эн.}}$  – стоимость 1кВт ч электроэнергии, руб;

$T_{\text{раб.устан}}$  – время работы дозирующего насоса за год, час.

Стоимость годовой потери не добытой нефти из-за простоя:

$$П_{\text{н}} = Q_{\text{н}} * C_{\text{н}} * C_{\text{р}} * П_{\text{р}} \quad (4.7)$$

где  $Q_{\text{н}}$  – дебит по нефти, м<sup>3</sup>/сут;

$C_{\text{н}}$  – отпускная стоимость нефти, доллар/баррель;

$C_{\text{р}}$  – стоимость ремонта скважины бригадой ПРС, руб./час;

$П_{\text{р}}$  – средняя продолжительность ремонта, час.

Годовая экономическая эффективность от применения комплекта оборудования определяется:

$$\mathcal{E}_{\text{ф}} = Q_{\text{н}} * (T_{\text{раб}} - T_{\text{рем}}) * C_{\text{н}} - Z_{\text{о}} \quad (4.8)$$

где  $Q_{\text{н}}$  – дебит нефти, т/сут;

$C_n$  – стоимость нефти, руб/т;

$T_{\text{раб}}$  – время годовой эксплуатации скважины, сут.;

$T_{\text{рем}}$  – время нахождения скважины в ремонте и простоя скважины в течение года, сут;

$Z_0$  – годовые эксплуатационные затраты, руб.

Время годовой эксплуатации скважины:

$$T_{\text{раб}} = 365 - T_{\text{рем}}$$

Расчет простоя скважины во время ремонта за скользящий год:

$$T_{\text{рем}} = N_{\text{рем}} * \left( t_{\text{рем}} + \frac{t_{\text{доп}}}{24} \right) + 1 \quad (4.9)$$

где  $N_{\text{рем}}$  – количество ремонтов за скользящий год;

$t_{\text{рем}}$  – средняя продолжительность ремонта, ч.

$t_{\text{доп}}$  - дополнительное время, связанное с подготовкой скважины к ремонту.

При расчете простоя, дополнительно ко времени ремонта добавляются 1 сутки, в связи с простоем скважины по причине ожидания подтверждения отказа, глушения скважин, стравливания скважины после глушения и ожидания подъезда бригады ПРС. На основании приведенных выше формул для расчёта годовой экономической эффективности, можно произвести расчет на примере скважины месторождения X.

Таблица 10 - Внедрение капиллярной системы подачи химических реагентов

Показатель	Значение до мероприятия	Значение после мероприятия
Дебит по нефти, баррель/сут.	132.08	157.2
Средняя наработка на отказ, сут.	67	365
Затраты на ремонт за скользящий год, руб.	170 000	250 000
Простой скважины во время ремонта, суток/год	22	3
Стоимость потерь нефти из-за простоя, руб./год	14944428.4	2988885.68
Общие затраты на ремонт насосов руб/год	3 150 000	450 000
<b>ВСЕГО ПОТЕРЬ</b>	<b>15424428.4</b>	<b>3688885.68</b>
<b>ИТОГО</b>	<b>15424428.4</b>	<b>4731885.68</b>
Экономический эффект от внедрения, руб.	10692542.72	

### **Вывод по разделу**

Таким образом при данных параметрах скважины и уменьшению ее ремонтов до одного в год при помощи специального погружного кабельного устройства, данная технология окупается меньше чем за 3 месяца эксплуатации, относительно потерь при классической ингибиторной обработке скважины.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В2	Мамедов Вугар Мехман оглы

<b>Школа</b>	<b>Инженерная школа природных ресурсов</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

<b>Комплексный подход к борьбе с парафиновыми отложениями на месторождениях Западной Сибири</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 данной работы является кустовая площадка Западно - Сибирских нефтяных месторождений
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные производственные факторы: – Повышенный уровень шума на-рабочем месте. – Превышение уровня вибрации – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Повышенная загазованность-воздуха. Опасные производственные факторы: – Пожарная безопасность – Электробезопасность. – Аппараты под давлением – Механические травмы.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Оценка эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС на объектах нефтяного месторождения «X»: пожары, взрывы,

	разливы ядовитых веществ.
--	---------------------------

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

**Задание выдал консультант:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Мамедов Вугар Мехман оглы		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Объектом исследования данной работы являются месторождения Западной Сибири. В данной работе будут рассматриваться методы борьбы с парафиновыми отложениями (ПО). Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера, также на нефтегазовом промысле имеют место быть различные вредные и опасные факторы, поэтому соблюдение техники безопасности и охраны труда крайне важно в данной отрасли.

Рабочее место оператора добычи нефти и газа располагается на кустовых площадках непосредственно вблизи скважины. Рабочая зона представляет собой открытую площадку (куст). В этой зоне располагаются скважины, электрические приборы, компрессорные установки, которые работают под высоким давлением, генераторы, замерные установки и системы контроля и автоматизации, которые включают в себя различные компьютеры.

Данный раздел дипломной работы посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности, а также будет уделено особое внимание охране окружающей среды. При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

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

Трудовое законодательство РФ должно регулировать отношения между работником и организацией-работодателем. Статья 212 ТК РФ обязует работодателя обеспечить безопасными условиями и охраной труда работников, что включает в себя безопасность при работе с оборудованием,

сырьем и материалами, а также при выполнении технологических процессов. Продолжительность рабочего дня, согласно трудовому кодексу, составляет до 40 часов в неделю и до 36 часов в неделю для персонала, работающего на местах, где условия труда определены как вредные 3 и 4 степени. Установлено предоставление ежегодного отпуска длительностью 28 календарных дней, а также дополнительного отпуска для работников, выполняющих трудовой договор на местах с опасными или вредными условиями. В течение рабочего дня работнику предоставляется перерыв, не превышающий 2 часа, а также перерыв 30 минут, не включаемый в регламентированное рабочее время [20].

Для выполнения работ по обслуживанию кустовых площадок и ремонту скважин работник осуществляет деятельность в составе бригады. Операции по добыче нефти относятся к перечню тяжёлых работ персоналом, работающим вахтовым методом, работы которого регулируются Трудовым Кодексом.

Вахтовый метод подразумевает работы в условиях крайнего Севера. Работникам, выезжающим в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности: устанавливается районный коэффициент, предусматривающий надбавки к заработной плате; ежегодно предоставляется дополнительный оплачиваемый отпуск 24 дня лицам, выполняющих работы в условиях крайнего севера, 16 дней – в местностях, приравненный к районам крайнего Севера; социальный пакет, включающий лечение, медицинское страхование и выплаты в пенсионный фонд.

## **5.2 Производственная безопасность**

Обслуживание и ремонт добывающих скважин в процессе их эксплуатации, а также нефтепромыслового оборудования производит оператор по добычи нефти и газа (ДНГ). Рабочее место оператора представляет собой кустовую площадку, на которой находятся скважины, электрическое оборудование и приборы, компрессорные установки, работающие под высоким давлением, а также генераторы, блоки автоматики

и замерные установки. Перечень работ, выполняемых оператором ДНГ: Оператор ДНГ подвержен воздействию вредных и опасных факторов, находясь на производственной территории, классификация которых осуществляется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 (Таблица 11).

Таблица 11 – Перечень возможных вредных и опасных факторов при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	+	+	Трудовой кодекс – ТКРФ – Глава 18, ст. 109. Специальные перерывы для обогрева и отдыха
2. Превышение уровней шума и вибрации		+	ГОСТ 12.1.003-2014 (Шум); СП 51.13330.2011 (Защита от шума) ;ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ (Вибрации)
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	СП 52.13330.2016 (Естественное и искусственное освещение)
4. Воздействие химических веществ	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ (Воздух рабочей зоны); ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ (Вредные вещества)
5. Давление (разрушение оборудования, работающего под давлением)		+	ГОСТ 25215-82 (Аппараты высокого давления)
6. Электрический ток	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 (Заземление, зануление) ; ГОСТ 12.1.019-2017 (Электробезопасность)
7. Пожаровзрывоопасность веществ	+	+	СНиП 2.09.04-87 (Строительные нормы правила)



### **5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

#### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе**

Сложные климатические условия работы, особенно в районах крайнего Севера, негативно влияют на самочувствие рабочего. Основные параметры, учитываемые при работе на открытых площадках: время года выполняемых работ, метеорологические параметры воздуха (температура), скорость ветра, относительная влажность и давление. Длительное нахождение человека на открытом воздухе при высоких температурах вызывает перегрев организма, что приводит к тепловому удару и потери сознания. Высокая влажность воздуха (70-85%) воздействует на потоотделение и затрудняет охлаждение организма. При низкой температуре воздуха и длительном нахождении рабочего на открытых площадках возможно переохлаждение организма. При высокой влажности и скорости ветра в холодных условиях человеку тяжело дышать и повышается вероятность переохлаждения.

При нахождении работника на открытом воздухе при температуре ниже минус 25 °С ежечасно предоставляется пункт обогрева, оборудованный в соответствии с инструкцией предприятия, температура воздуха которого должна составлять не менее плюс 25 °С. Выход за пределы жилой и производственной зоны допускается только в составе группы из двух и более человек с письменного разрешения (запись в журнале).

Средством индивидуальной защиты является спецодежда, изготавливаемая из хлопчатобумажной ткани, льна или грубошерстного сукна, свободного кроя. Для защиты головы применяются алюминиевые, фибровые и войлочные каски, шляпы; для защиты лица - маски, имеющие откидной прозрачный экран; для защиты глаз – темные или с прозрачным слоем металла очки. Защита при холодных пониженных температурах осуществляется путём использования теплой спецодежды, при осадках – непромокаемых плащей [21].

#### **Превышение уровней шума и вибрации**

Выполнение технологических операций оператором ДНГ производится на рабочем месте, в непосредственной близости которого находятся компрессорные установки и генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу оборудования. Постоянными источниками шума являются машины, трансформаторы, механизмы и агрегаты. Источниками вибраций являются генераторы и компрессорные установки. Беспорядочные звуковые колебания снижают слух и ухудшают работоспособность человека, ослабляют память и внимание, а также нарушают артериальное давление и ритм сердца. Вибрации при выполнении спускоподъёмных операций, вызывают нарушения сердечно-сосудистой и нервной систем, появление грыж и ревматизма.

Работающие компрессорные установки рядом с оператором ДНГ создают уровень звукового давления (дБА), которое не превышает допустимые нормы шума, согласно требованиям. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014, предельно допустимый уровень звука, не влияющий на органы слуха, составляет 80 децибел. Согласно ГОСТ 12.1.012-90 гигиеническая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте 63 Гц. На рабочем месте оператора по добычи нефти и газа уровень вибрации – 30 дБ, что не превышает норму, согласно требованиям [21].

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Оператор ДНГ при работе в ночное время суток подвержен получению травм, поэтому объект должен быть освещен. Согласно СП 52.13330.2016 норма освещенности составляет не ниже 10 люксов. При работах на открытых площадках в качестве осветительных приборов применяются прожектора и фонари.

### **Воздействие химических веществ**

Проведение технологических операций с химическими реагентами подразумевает воздействие на оператора ДНГ вредных веществ, таких как нефть, газ, оксид углерода, ингибиторы и деэмульгаторы, ПАВ, кислоты и спирты. Контакт с веществом может вызвать ухудшение здоровья, а также

летальный исход при попадании в организм высоких дозировок химических реагентов, а также испарений веществ. В организм работника реагенты могут попасть через дыхательные пути, кожу и желудочно-кишечный тракт, вызывая аллергические реакции, осложнения в легких, головные боли, химические ожоги и т.д. Основным источником вредных веществ является АГЗУ и фонтанная арматура на кустовых площадках.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ содержание вредных химических веществ в воздухе рабочей зоны определяется предельно допустимой концентрацией веществ (ПДК): для нефти – 100 мг/м<sup>3</sup>, бензола – 10 мг/м<sup>3</sup>, сероводорода – 10 мг/м<sup>3</sup>, хлора – 1 мг/м<sup>3</sup>.

Степень воздействия вредных веществ на организм человека определяется согласно ГОСТ 12.1.007-76. Вредные вещества подразделяются на классы опасности, в зависимости от норм и показателей: 1 – вещества чрезвычайно опасные; 2 – вещества высокоопасные; 3 – вещества умеренно опасные; 4 – вещества малоопасные. При превышении концентрации вредных веществ в воздухе и загазованности рабочей зоны, операторам выдаются изолирующие противогазы или респираторы, очки и защитные маски. Средства индивидуальной защиты от химических реагентов включают также каску, спецодежду. К коллективным средствам защиты относится ограждение рабочей зоны, препятствующее появлению лиц без специальных средств защиты.

#### **5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия**

##### **Давление**

Аппараты и оборудование, внутри которого давление газа или жидкости превышает атмосферное, относятся к сосудам, работающим под давлением. При выходе из строя регулирующих и предохранительных клапанов, а также превышение максимально допустимого рабочего давления оборудования приводят к его разрушению и нанесению травм работникам, находящимся на кустовой площадке или в помещении. Осколки

оборудования от взрыва могут травмировать работника. Оператор ДНГ подвержен также воздействию вредных и опасных химических веществ, которые при разгерметизации аппаратов могут попасть на работника. Для предупреждения таких ситуаций Приказом Ростехнадзора № 116 от 25.03.2014 г. утверждены «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением» [22].

### **Электрический ток**

На кустовых площадках источниками поражения оператора ДНГ электрическим током служат неизолированные токопроводящие части элементов оборудования, металлические конструкции под напряжением. При контакте человека с электрическим током возникают термические ожоги, разложение крови, раздражение тканей, нарушение дыхания и кровообращения, судороги, переломы костей.

Всё оборудования, находящееся под напряжением, а также электроинструменты согласно ГОСТ 12.1.030-81 должны иметь заземление и зануление отдельной жилой кабеля с таким же сечением жилы, как и сечение рабочих жил. При силе тока 6-16 мА и частоте 50 Гц уже возникает судорожное сокращение мышц. Паралич сердца возможен при силе тока в 300 мА.

Мероприятия по защите электрооборудования от пробоя изоляции состоят в установке устройств защитного отключения на приборах и ограничение напряжения до 12-36 В при использовании переносных электроприборов, а также освещения. Согласно ГОСТ Р 12.1.019-2017 обязательно использование средств защиты от поражения электрическим током. К индивидуальным средствам защиты относятся диэлектрические перчатки и обувь, изолированные рукоятки инструментов, изолирующие подставки.

### **Пожаровзрывоопасность веществ**

Риск возникновения пожаров на нефтегазовом предприятии очень высокий в связи с добычей и использованием в процессе производства легковоспламеняющихся углеводородных и других химических веществ. В соответствии со СНиП 2.09.04.87 предприятие относится к классу В-1Г и В-1. Работник может получить термические ожоги, тепловой удар и потерю сознания, ожоги полости рта, слизистых оболочек носа, трахеи и бронхов, а также возможен смертельный исход. Наиболее опасный фактор для человека – повышенная концентрация токсичных продуктов горения веществ.

Источниками возникновения пожаров являются взрывоопасные, пожароопасные и вредные вещества, такие как нефть, газ, конденсат и др. Электрические источники возникновения пожаров: короткое замыкание и перегрузки по току, статическое электричество и искрение и т.п.

Согласно нормативному документу пожаробезопасность на кустовых площадках обеспечивается выполнением ряда мероприятий: размещение сооружений на площадке производится на определённом расстоянии между каждым из них; осуществление контроля за воздушной средой в помещениях; контроль газоанализаторами за воздушной средой на кустовых площадках; оборудование мест, определенных проектной документацией, пожарным инвентарём (огнетушители, лопаты, ломы, ведра, ящики с песком).

### **5.5 Экологическая безопасность**

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

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

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как

положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

### **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;

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) [23].

### **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:

– 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;

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

## 5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, согласно ГОСТ Р 22.0.01-94, при проведении производственных работ могут иметь природный, биологический, социальный, экологический или техногенный характер [40]. При осуществлении работ по депарафинизации скважин на кустовой площадке, возможны 2 вида аварийных и чрезвычайных ситуаций: 1. Природного характера: лесные и торфяные пожары, паводковые наводнения, ураганы, метели, снежные заносы, аномально низкие температуры в зимний период. 2. Техногенного характера: взрывы, пожары, выброс газа и розлив нефти в окружающую среду, загазованность территории, поражение людей продуктами сгорания, порыв технологических трубопроводов, прорыв лишнего объёма закачки в скважину.

Наиболее вероятная аварийная ситуация, которая может возникнуть на кустовых площадках при борьбе с парафиноотложениями, техногенная – розлив горячей нефти из агрегата для депарафинизации скважин (АДПМ), загазованность рабочей зоны, возникновение пожара. Источниками аварии являются разгерметизация ёмкости для хранения горячей нефти в АДПМ, запорной арматуры, фланцевых соединений, а также облом или заклинивание оборудования в скважине, негерметичность межколонного пространства скважины.

Для предотвращения чрезвычайной ситуации необходимо: проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов; размещать потенциально опасные звенья технологической линии в герметичных отсеках производственного здания; разделять отдельные части технологического оборудования несгораемыми перегородками; предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; оперативно блокировать работу агрегатов и оборудования при возникновении потенциально опасных аварийных ситуаций; использовать надёжное и



современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.

При первых признаках ЧС следует сообщить начальству о произошедшем, остановить все производственные работы, вывести людей из опасной зоны, если есть пострадавшие, то оказать первую помощь. Если произойдет порыв – сбросить давление с участка с порывом, закрыть задвижки на скважине, устранить дефект, вызвать ремонтную бригаду. При пожаре отключить электроэнергию от технологического блока, воспользоваться имеющимися средствами пожаротушения для ликвидации пожара, вызвать пожарную бригаду [24].

### **Вывод по разделу**

Таким образом, в данном разделе были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности для лиц, работающих на кустовых площадках, приведены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. Также были проанализированы опасные и вредные производственные факторы, обоснованы мероприятия по их устранению; изучены вопросы, касающиеся влиянию работ на экологическую безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Одна из наиболее важных проблем, по добычи нефти, является отложение парафиновых веществ. Как правило, оно затрудняет добычу нефти, что способствует к большим расходам. Поэтому в выпускной квалификационной работе были подробно рассмотрены методы предупреждение и борьбы с парафиноотложением, а также дальнейшие перспективы будущего, по применению современных технологий.

Как показывает практика, с увеличением глубины скважины, уменьшается количество асфальтосмолистых веществ в ПО, а содержание твердых парафинов увеличивается. В целом можно сказать, что средняя глубина отложений составляет 50-700 метров. Интенсивное выделение начинается происходить в пределах 100-400 метров, с увеличением глубины уменьшается. Но для точного расчета глубины образования ПО в скважине необходимо с достаточной для практики точностью определять распределение температуры жидкости в добывающих скважинах и распределение температуры насыщения нефти парафином.

В работе было проведено исследование по внедрению новой технологии по борьбе с парафинообразованием, термоэлектрическая установка Warm Stream-1VP. Данная технология представляет собой греющий кабель, который используется в разных местах наземного и погружного оборудования. Применение термоэлектрической установки Warm Stream-1VPc позволяет полностью отказаться от таких установок для депарафинизации скважин как скребки, от дополнительных методов борьбы с парафином, как обработка горячей нефтью и закачка химических реагентов.

В процессе работы с фондом скважин предлагается применять широкий спектр методов борьбы с отложениями. Так как каждая скважина является индивидуальной, имеет свои особенности и характеристики работы, то технологии борьбы должны быть различными. Необходимо грамотно систематизировать на каких скважинах следует применять конкретный вид той или иной технологии предупреждения или удаления.

Также были проанализированы вредные и опасные факторы, влияющие на состояние работников нефтегазодобывающего предприятия, предложены средства индивидуальной и коллективной защиты, профилактические мероприятия, правила безопасности. Рассмотрен перечень чрезвычайных ситуаций, которые могут произойти на производстве. Правовые и организационные вопросы являются неотъемлемой частью каждой организации, в разделе содержатся действующие нормативно-правовые документы, специальные нормы, связанные с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Шадрина П. Н. Совершенствование технологий борьбы с парафиновыми отложениями на нефтепромысловом оборудовании месторождений высоковязких нефтей: дис. канд. тех. наук: 25.00.17 / Шадрина Полина Николаевна. – Уфа, 2017. – С. 16 – 17
2. Персиянцев М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях. М: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000, - 653 с: ил.
3. Глущенко В. Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В. Н. Глущенко, В. Н. Силин. - М.: Интерконтракт Наука, 2009. - 475 с.
4. Басарыгин, Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации /Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. — Том - 5. — Москва: 2001. — 431 с.
5. Михеев М. А., Михеева И. М. Основы теплопередачи. – М., «Энергия», 1973. – С. 83 - 87.
6. Коробов Г. Ю. К расчету распределения температуры по стволу добывающей скважины / Г. Ю. Коробов, Е. Н. Устькачкинцев // Тезисы докладов IV Всероссийской конференции «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» г. Пермь - 2011 – С. 59.
7. Коробов Г. Ю. Распределение температуры по стволу добывающей скважины / Г. Ю. Коробов, В. А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. № 4. 2013. С. 57 - 59.
8. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
9. Яценко, И. Г. Парафинистые и малопарафинистые нефти — закономерности пространственных и временных изменений их свойств / И. Г. Яценко // Технологии нефти и газа – 2009. – № 5. – С. 7-10

10. Ибрагимов Н. Г., Хафизов А. Р., Шайдаков В. В. Осложнения в нефтедобыче. – Уфа: ООО Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.
11. Апасов, Т. К. Применение магнитных активаторов для борьбы с отложениями ПО, солей и коррозией / Т. К. Апасов, Г. Т. Апасов, А. В. Саранча // Современные проблемы науки и образования – 2015 – № 2-2;
12. Булатов А. В., Кусов Г. В., Савенюк. Парафиновые отложения и гидратообразования: предупреждение и удаление – Краснодар: ООО «Издательский Дом – Юг». Т. 1. – 2011. – 348 с.
13. Марьин В. И., Акчурин В. А., Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования ПО при добыче нефти: аналитический обзор - Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001 - 156 с.
14. Рагулин В. В., Смолянец Е. Ф., Михайлов А. Г., Латыпов О. А., Рагулина И. Р. Исследование свойств парафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. № 5. С. 33-36 с.
15. Вахитов Т. М., Комплексные решения по повышению надежности эксплуатации внутрискважинного оборудования в осложненных условиях на месторождениях ОАО АНК «Башнефть» // Инженерная практика – Москва – 2010 - № 6.
16. Нелюбов Д. В., Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук. - Тюмень, ТюмГУ, 2014. - 153 с.
17. ГОСТ 12. 1. 007 - 76 «Вредные вещества».
18. НПО Пермнефтегаз [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://permneftegaz.ru/catalog/termoelektricheskie-ustanovki/warm-stream1vp-induktsionnogo-tipa/>. – Дата доступа: 01.05.2020.
19. НПО Пермнефтегаз [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://permneftegaz.ru/catalog/termoelektricheskie-ustanovki/>. – Дата доступа: 01.05.2020.

20. ГОСТ 12. 1. 012 - 2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
21. ГОСТ 12. 4. 011 – 89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
22. ГН 2. 2. 5. 1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
23. ГОСТ 12. 1. 010 – 76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
24. Федеральный закон "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности" от 22. 07. 2008 N 123 - ФЗ